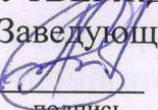


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ**

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
подпись      V.I. Татарников      инициалы, фамилия  
« 31 »      03      2017 г.

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

Студенту Чеботареву Владиславу Юрьевичу.  
Группа ГЭ13-01Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и  
электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Чарской ГЭС на реке Чара. Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы».

Утверждена приказом по университету № 47 от 31 марта 2017 г.

Руководитель ВКР Ю.А. Мальцев, инженер оперативной службы ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС».

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компоновка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Экология ГЭС; 8) Технико-экономические показатели; 9) Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Чарской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Чарской ГЭС; главная схема Чарской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Чарской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Чарской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Чарской ГЭС; иллюстрационные материалы к спец. вопросу.

Руководитель ВКР

  
подпись

Ю.А. Мальцев

Задание принял к исполнению

  
подпись

В.Ю. Чеботарев

« 31 » 03 2017 г.

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

## ОТЗЫВ

руководителя Ю.А.Мальцева инженера ОС филиала «ПАО РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожнего» побакалаврской работе  
«Проектирование Чарской ГЭС на реке Чара. Оценка технического состояния  
основного оборудования после установленного срока службы.»  
Чеботарев Владислав Юрьевич

Бакалаврская работа «Проектирование Чарской ГЭС на реке Чара» включает в себя 129 листов пояснительной записи, 5 чертежей и 1 плакат. Работа выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

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

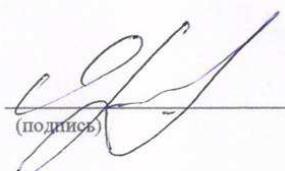
Принятые в работе решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро», сопоставлялись с аналогами построенных плотин.

В рамках специального вопроса была произведена оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы.

В процессе проектирования бакалаврской работы Владислав Юрьевич Чеботарев показал положительные теоретические знания, творческий подход к выполнению проекта.

Бакалаврская работа «Проектирование Чарской ГЭС на реке Чара. Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы» заслуживает положительной оценки, а Владиславу Юрьевичу Чеботареву присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 16.06.2017



(подпись)

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.И. Татарников  
подпись

«17 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАРА.  
ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ УСТАНОВЛЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ**

Руководитель

  
15.06.2017  
подпись, дата

Инженер ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожнего»  
должность

Ю.А. Мальцев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
16.06.2017  
подпись, дата

В.Ю. Чеботарев  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чарской ГЭС на реке Чара. Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты

Затулов 14.06.17 Е.Ю. Затулов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Дедов 14.06.17 Д.В. Дедов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Манасова 14.06.17 М.А. Манасова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

Б.В. Кузнецова 14.06.17  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Д.А. Лобин 15.06.17  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

В.И. Гогарин 14.06.17 В.И. Гогарин  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

В.В. Малагова 16.06.17  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

А.Я. Чаканова 16.06.17  
подпись, дата инициалы, фамилия

# СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Чарской ГЭС .....	6
Введение.....	8
1 Общие сведения.....	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла .....	9
1.2 Гидрологические данные .....	9
1.3 Инженерно-геологические условие .....	13
1.4 Сейсмические условия.....	13
1.5 Аналоги проектируемого гидроузла .....	13
2 Водно-энергетические расчеты .....	14
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	14
2.2 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН энергосистемы .....	17
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	19
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	21
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС .....	23
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов .....	24
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	26
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	26
3.1.1 Построение режимного поля .....	26
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	28
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	32
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины .....	32
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала .....	35
3.3 Выбор маслонапорной установки и ЭГР .....	39
3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки .....	37
3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора .....	38
3.4 Выбор гидрогенератора .....	38
3.5 Определение заглубления водозабора на величину воронкообразования	38
3.6 Подъёмно-транспортное оборудование .....	39
4 Электрическая часть .....	42
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	42
4.2 Выбор типа блоков ГЭС .....	42

4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками .....	42
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками .....	44
4.2.3 Выбор синхронных генераторов .....	45
4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	45
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий .....	46
4.4 Выбор схемы РУ ВН.....	47
4.5 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3».....	47
4.6 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН.....	48
4.6.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов	48
4.6.2 Выбор и проверка аппаратов 220кВ .....	48
4.6.3 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ .....	48
5 Релейная защита и автоматика .....	49
5.1 Технические данные защищаемого оборудования .....	49
5.2 Расчет номинальных токов .....	50
5.3 Перечень защит основного оборудования.....	50
5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты .....	52
5.5 Продольная дифференциальная защита генератора .....	52
5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	55
5.7 Защита от повышения напряжения .....	57
5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	58
5.9 Защита от симметричных перегрузок .....	61
5.10 Дистанционная защита генератора .....	63
5.11 Защита ротора от перегрузки.....	65
6 Компоновка и сооружения гидроузла .....	67
6.1 Состав и компоновка гидроузла .....	67
6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины .....	67
6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения .....	67
6.2.2 Определение отметки гребня плотины .....	67
6.2.3 Определение ширины водосливного фронта .....	70
6.2.4 Определение отметки гребня водослива .....	72
6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода .....	73
6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе .....	76
6.4 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей .....	77
6.5 Конструирование бетонной плотины .....	79
6.6 Разрез плотины швами .....	80
6.7 Быки.....	81
6.8 Устои .....	81
6.9 Элементы подземного контура плотины.....	81

6.10 Галереи в теле плотины .....	82
6.11 Построение эпюры фильтрационного противодавления .....	83
6.12 Статические расчеты плотины .....	84
6.12.1 Вес сооружения .....	84
6.12.2 Сила гидростатического давления воды .....	85
6.12.3 Фильтрационное и взвешенное давление .....	85
6.12.4 Волновое воздействие .....	86
6.12.5 Расчет прочности плотины .....	86
6.13 Критерий прочности плотины .....	89
6.14 Расчет устойчивости плотины .....	89
7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы .....	92
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений .....	92
7.2 Охрана труда .....	92
7.3 Пожарная безопасность .....	95
7.4 Охрана природы .....	97
7.4.1 Общие положения .....	97
8 Определение технико-экономических показателей .....	99
8.1.1 Оценка объемов продаж .....	99
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	100
8.1.3 Налоговые расходы .....	103
8.2 Оценка суммы прибыли .....	104
8.3 Оценка инвестиционного проекта .....	105
8.3.1 Методология и исходные данные .....	105
8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта .....	105
8.3.3 Бюджетная эффективность .....	106
8.4 Анализ чувствительности .....	106
9 Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы .....	109
9.1 Область применения .....	109
9.2 Цель технического освидетельствования .....	110
9.3 Правила продления срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации .....	112
9.4 Этапы и объем необходимых работ по продлению срока службы основного оборудования .....	112
9.5 Требования к качеству .....	113
9.6 Прядок проведения технического освидетельствования .....	113
9.7 Требования безопасности при проведении технического освидетельствования .....	116
9.8 Анализ и оформление результатов технического освидетельствования .....	117
Заключение .....	118
Список использованных источников .....	120
Приложение А - Б .....	123-129

# СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЧАРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Чара;
2. Местонахождение ГЭС ..... Иркутская область;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 698 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 956 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% ..... 5869 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% ..... 6501 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 239 м<sup>3</sup>/с;
4. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 40 м;  
ФПУ ..... 41 м;  
УМО ..... 28,25 м
- в) объемы:
  - полный ..... 14 км<sup>3</sup>;
  - полезный ..... 9,96 км<sup>3</sup>;
5. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 38,00 м;
  - б) расчетный ..... 34,80 м;
  - в) минимальный ..... 26,30 м;
6. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная ..... 316 МВт;
    - гарантированная ..... 245 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 1,80 млрд. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая ..... 85,0 м / 47,08 м;
  - б) правобережная глухая ..... 240,0 м / 47,08 м;
  - в) станционная ..... 85,0 м / 47,08 м;
  - г) глухая сопрягающая водосливную и станционную ..... 58,0 м / 47,08 м;
  - д) водосливная ..... 131,0 м / 47,08 м;
8. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 5 отверстий 9×18;
  - в) общая длина ..... 131,0 м;
  - г) максимальная высота ..... 47,08 м;
9. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... руслоное;
  - б) число агрегатов ..... 4;
  - б) грунты в основании ..... известняк;
  - в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецидальная;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;

д) расстояние между осями агрегатов..... 17 м;

10. Основное оборудование:

а) тип турбины ..... ПЛ40-В-560;

б) тип генератора ..... СВ-990/255-44;

в) мощность генератора ..... 82,0 МВт;

г) частота вращения ..... 136,4 об/мин;

д) тип трансформаторов ..... ТДЦ-125000/220;

11. Технико-экономические показатели:

а) удельные показатели..... 97704 руб./кВт;

б) себестоимость энергии ..... 15 коп/кВт·ч;

в) срок окупаемости ..... 5,8 лет.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэнергетика является одной из наиболее перспективных отраслей современной энергетики. Наша страна обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов ( 50% ) , в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно. Поэтому этому вопросу следует уделять пристальное внимание и развивать эту отрасль современной энергетики.

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

# **1 Общие сведения**

## **1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла**

Чарская ГЭС располагается в Якутии, в Иркутской области. Данный район характеризуется резко континентальным. Максимум дождей приходится на июль-август, когда со стороны Тихого океана доходят кое-какие осадки.

Средняя температура января  $-30,7^{\circ}\text{C}$ , июля  $+18,5^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность безморозного периода 62 дня. Экстремальные температуры, зафиксированные в районе: летом  $+37,7^{\circ}\text{C}$ , зимой  $-60,1^{\circ}\text{C}$ . Среднемесячные температуры представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура, $^{\circ}\text{C}$	-30,1	-25,9	-15,1	-2,9	7,1	15,3	18,4	14,6	6,1	-5	-20,8	-29,9

В среднем за год выпадает около 300 мм осадков. Среднегодовая отрицательная температура и низкие зимние температуры обусловливают широкое распространение вечной мерзлоты, мощность которой в этом районе достигает 50-200 м

## **1.2 Гидрологические данные**

Чáра (якут. Чаара) — река в России, протекающая по территории Забайкальского края, Иркутской области и Якутии и являющаяся левым притоком Олёкмы. Длина — 851 км, площадь водосборного бассейна — 87,6 тыс.  $\text{km}^2$ . В бассейне насчитывается свыше 7 тысяч озёр суммарной площадью около 248  $\text{km}^2$ .

Зарождается на южном склоне хребта Удокан, протекает по Чарской котловине, пересекая Кодар с образованием порогов.

Среднегодовой расход воды —  $620 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Судоходна от устья реки Жуи до устья. Этот участок протяжённостью 416 км входит в перечень внутренних водных путей.

По названию реки назван минерал чароит, ценный поделочный камень, единственное в мире месторождение которого находится в России в бассейне реки Чары.

Река используется для спортивного сплава. Категория сложности — IV[4].

В таблице 1.2 приведён гидрологический ряд наблюдений в период с 1930 по 1979 год.

Таблица 1.2 – Гидрологические данные по реке Чара

Год	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	Qср
1930	3810	3140	1530	1060	429	171	107	72	47	44	43	65	876
1931	2090	2300	1540	1210	657	277	232	183	148	150	145	276	767
1932	2830	2020	900	708	316	88	66	68	51	42	37	152	606
1933	3040	2380	987	962	456	169	93	48	34	34	29	72	692
1934	3640	1400	1080	966	575	126	198	65	51	48	44	71	689
1935	3830	1680	472	309	113	60	42	24	19	15	17	429	584
1936	2890	1270	410	890	630	290	115	106	64	45	30	494	603
1937	2810	1240	690	1360	405	137	80	73	57	43	57	435	616
1938	3210	1550	747	757	686	226	137	65	51	40	35	84	632
1939	2640	2300	1120	1130	720	200	80	61	46	40	38	139	710
1940	2740	2140	890	868	411	152	84	57	43	36	36	128	632
1941	2560	2010	832	811	384	142	78	65	48	41	40	145	596
1942	2920	2270	943	919	435	161	87	61	45	38	38	136	671
1943	2730	2140	880	864	409	152	83	59	44	38	37	133	631
1944	2660	2080	863	841	398	148	81	61	46	42	38	138	616
1945	2760	2160	897	874	414	153	84	65	48	41	40	145	640
1946	2910	2270	943	919	435	161	87	68	51	44	43	154	674
1947	3080	2410	1000	975	462	175	94	62	46	39	39	138	710
1948	2770	2170	900	877	415	154	85	62	47	39	39	139	641
1949	2790	2180	905	882	418	155	85	59	44	37	37	132	644
1950	2650	2070	859	837	396	147	81	50	37	31	31	110	608
1951	2230	1750	724	706	334	120	68	57	43	38	36	128	519
1952	2550	2000	830	808	383	142	78	45	38	30	24	32	580
1953	2850	1010	902	1350	444	120	65	55	41	34	34	123	586
1954	2470	1930	802	791	370	137	75	31	30	28	24	403	591
1955	1900	702	794	633	212	90	48	40	35	35	34	80	384
1956	1550	3600	916	456	268	139	65	44	39	35	32	35	598
1957	2860	2260	555	737	260	145	82	55	40	29	21	34	590
1958	2930	2290	1080	811	504	159	83	41	36	32	28	106	675
1959	2140	2810	1120	1040	476	180	112	73	55	43	40	99	682
1960	1450	3040	754	717	462	150	60	57	36	20	24	92	572
1961	2630	2160	962	1070	588	123	89	58	33	28	27	205	664
1962	3550	1420	341	508	610	192	106	61	49	47	43	61	582
1963	2380	4770	1431	683	200	157	65	46	36	28	24	88	826
1964	2860	2150	966	965	283	131	90	51	32	20	17	24	633
1965	1910	3280	650	757	389	140	90	51	38	29	23	64	618
1966	2510	2280	684	607	310	155	85	64	34	31	32	35	569
1967	4000	1200	814	776	247	121	54	36	30	27	26	56	616
1968	2040	2290	889	1390	419	156	85	59	42	39	34	56	625
1969	1660	2800	1470	929	257	81	58	50	39	30	27	145	629
1970	4010	1530	934	664	459	168	103	65	44	38	36	70	677

## Окончание таблицы 1.2

Год	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	Qср
1971	3550	1420	341	508	610	192	106	61	49	47	43	61	582
1972	2380	4770	1431	683	200	157	65	46	36	28	24	88	826
1973	2860	2150	966	965	283	131	90	51	32	20	17	24	633
1974	1910	3280	650	757	389	140	90	51	38	29	23	64	618
1975	2510	2280	684	607	310	155	85	64	34	31	32	35	569
1976	4000	1200	814	776	247	121	54	36	30	27	26	56	616
1977	2040	2290	889	1390	419	156	85	59	42	39	34	56	625
1978	1660	2800	1470	929	257	81	58	50	39	30	27	145	629
1979	4010	1530	934	664	459	168	103	65	44	38	36	70	677

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно  $698 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.3 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.3 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

$z_{\text{ВБ}}$ , м	$W$ , $\text{км}^3$	Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}$ , м	$W$ , $\text{км}^3$	$z_{\text{НБ}}$ , м	$Q$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}$ , м	$Q$ , $\text{м}^3/\text{с}$
137,00	0,00	137,00	0	137,00	0
152,95	1,75	140,00	1760	140,00	2200
163,06	3,50	143,00	3840	143,00	4800
168,91	5,25	146,00	5880	146,00	7350
172,09	7,00	149,00	7960	149,00	9950
173,87	8,75	152,00	10240	152,00	12800
175,08	10,50	155,00	12800	155,00	1600
176,11	12,25	н/д	н/д	н/д	н/д
177,00	14,00	н/д	н/д	н/д	н/д

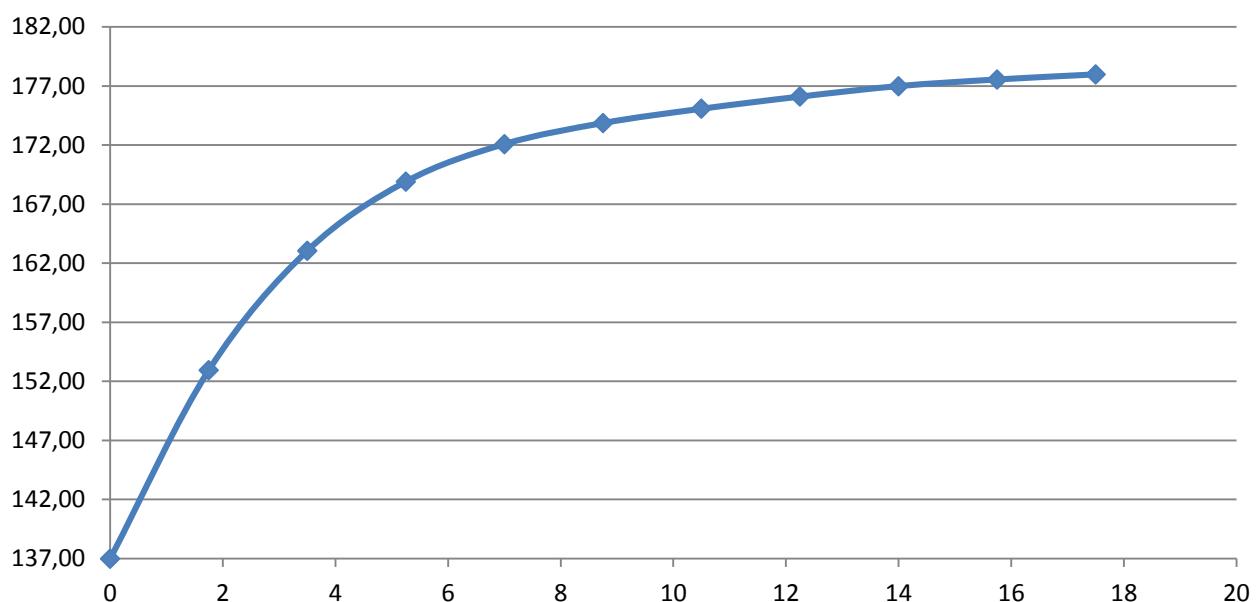


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

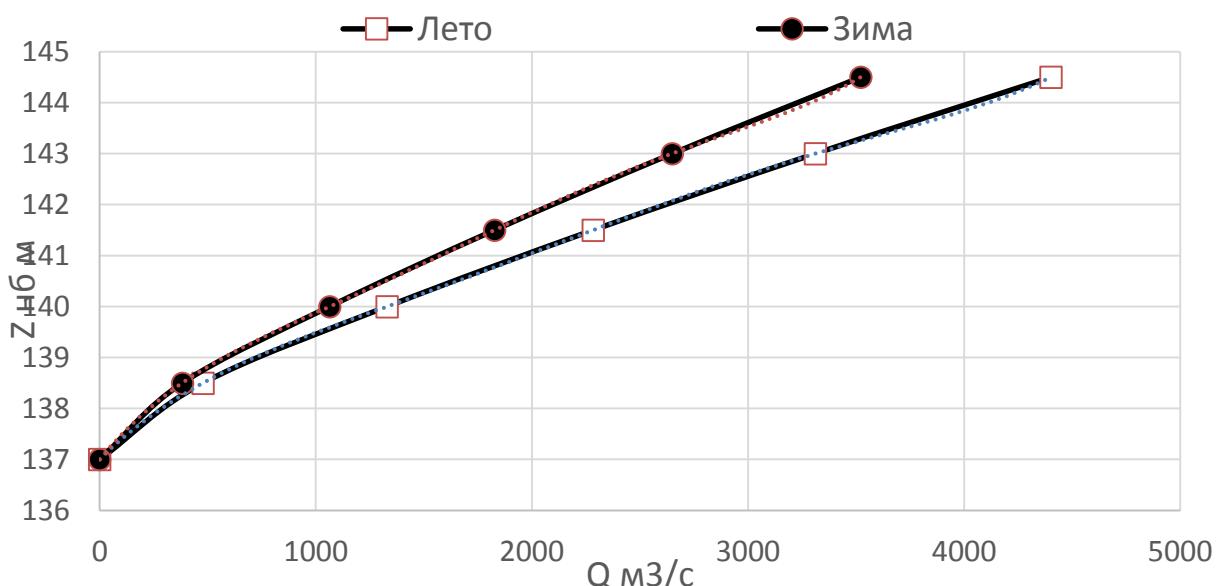


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.4

Таблица 1.4 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	238	238	238	476	476	476	476	476	476	476	238	238
Потребление из Водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Испарение	-	-	-	-	80	193	151	96	80	-	-	-
Льдообразование	-30	-18	-12	+5	+80	-	-	-	-	-	-	-25

НПУ Чарской ГЭС 177,00 м.

### **1.3 Инженерно – геологические условия**

В основании сооружения залегает известняк. Ширина по створу 599 метров. Дно находится на отметке 137,00 метров.

### **1.4 Сейсмические условия**

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2012) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Чарской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 5 баллам шкалы MSK-64.

### **1.5 Аналоги проектируемого гидроузла**

В качестве аналогов в ходе проектирования была выбрана Нижнее Бурейская ГЭС.

## 2 Гидрологические расчёты

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

Гидрограф-это график изменения во времени расходов воды в реке за несколько лет.

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов нужно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Изначально можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся VI, VII, VIII и IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII, I, II, III, IV и V месяцы). Начало года считаем с начала половодья.

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

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

где  $m$  - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке;  $n = 50$  - общее число членов ряда.

Результаты расчётов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в таблицах 2.1 и 2.2.

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

Таблица 2.1 – Проранжированные в порядке убывания данные

годы	$Q_{\text{сред}}, \text{м}^3/\text{с}$	P, %	годы	$Q_{\text{сред}}, \text{м}^3/\text{с}$	P, %
1955	897	2	1946	698	51,0
1970	875	4	1949	680	53
1934	864	6	1952	678	55
1937	856	8	1973	670	57
1945	834	10	1967	660	59
1964	829	12	1930	653	61
1943	803	14	1961	653	63
1953	789	16	1975	649	65
1956	785	18	1944	640	67

Окончание таблицы 2.1

годы	$Q_{\text{сред}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	годы	$Q_{\text{сред}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	P, %
1939	783	20	1951	638	69
1938	782	22	1931	631	71
1974	771	24	1957	631	73
1963	761	25	1972	630	75
1976	759	27	1977	617	76
1971	751	29	1933	616	78
1978	751	31	1936	608	80
1941	750	33	1979	599	82
1960	747	35	1950	594	84
1968	744	37	1932	587	86
1935	736	39	1958	573	88
1969	729	41	1948	565	90
1966	727	43	1942	553	92
1940	710	45	1954	551	94
1962	709	47	1965	538	96
1947	707	49	1959	515	98

Таблица 2.2 – Ранжированный ряд для маловодных и средневодных лет

Половодье						Межень					
годы	$Q_{\text{сред}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	годы	$Q_{\text{сред}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	годы	$Q_{\text{сред}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	годы	$Q_{\text{сред}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	P, %
1974	3581	2	1969	2298	51,0	1934	319	2	1964	139	51,0
1951	3197	4	1937	2196	53	1939	298	4	1967	135	53
1957	3161	6	1933	2155	55	1937	279	6	1942	131	55
1956	2994	8	1979	2018	57	1955	208	8	1948	128	57
1970	2958	10	1963	2005	59	1950	199	10	1971	125	59
1964	2869	12	1935	1924	61	1972	189	12	1951	124	61
1945	2833	14	1934	1920	63	1947	189	14	1976	121	63
1960	2821	16	1966	1862	65	1975	188	16	1960	121	65
1955	2810	18	1942	1837	67	1944	187	18	1954	120	67
1936	2786	20	1947	1834	69	1961	186	20	1940	120	69
1938	2738	22	1962	1831	71	1969	184	22	1936	113	71
1946	2703	24	1965	1792	73	1930	180	24	1965	112	73
1968	2691	25	1954	1768	75	1963	174	25	1968	112	75
1972	2679	27	1967	1737	76	1966	174	27	1932	111	76
1976	2655	29	1941	1732	78	1962	159	29	1973	108	78
1971	2637	31	1939	1714	80	1935	158	31	1979	103	80
1953	2613	33	1932	1572	82	1959	158	33	1957	96	82
1978	2512	35	1958	1549	84	1945	156	35	1956	95	84

Окончание таблицы 2.2

Половодье						Межень					
годы	$Q_{\text{сред}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	годы	$Q_{\text{сред}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	годы	$Q_{\text{сред}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	годы	$Q_{\text{сред}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	P, %
1952	2488	37	1930	1482	86	1941	153	37	1933	94	86
1973	2482	39	1975	1418	88	1974	151	39	1938	84	88
1940	2440	41	1961	1418	90	1978	151	41	1949	76	90
1949	2393	43	1944	1383	92	1958	144	43	1943	70	92
1931	2357	45	1950	1282	94	1931	143	45	1952	66	94
1977	2315	47	1959	1132	96	1953	142	47	1977	52	96
1943	2308	49,0	1948	1111	98	1970	139	49,0	1946	43	98

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

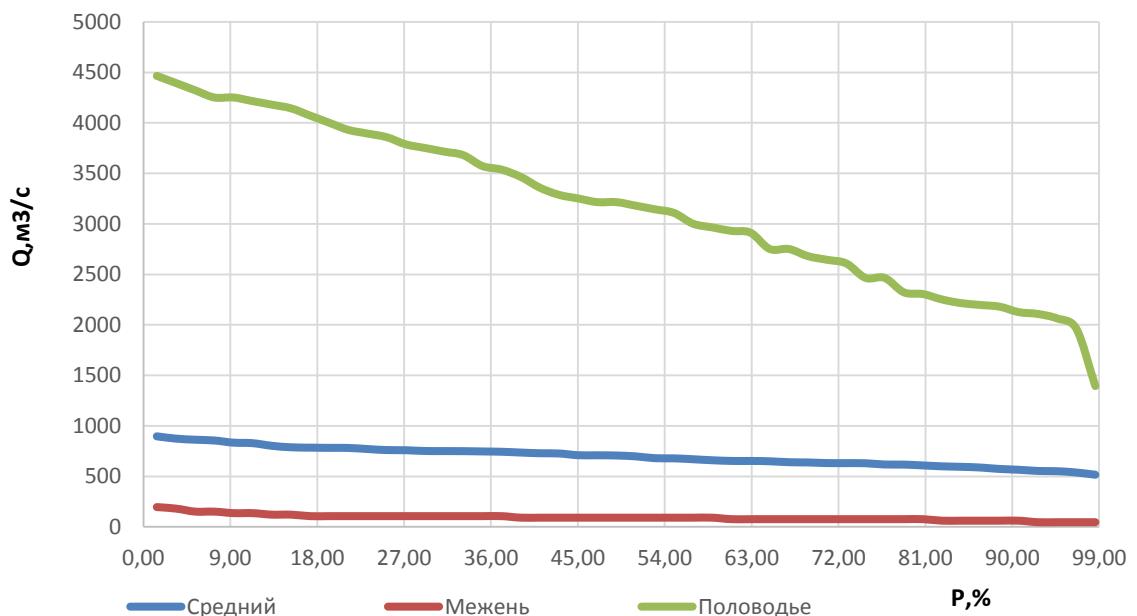


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

В таблице 2.3. представлены данные для построения гидрографа маловодного и средневодного года, с приведением и с корректировкой. Гидрограф представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Средневодный год с приведением и корректировкой

Месяцы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
Маловодный	1560	1835	1373	986	432	325	79	36	35	30	41	48
Средневодный	1955	2333	1824	1003	570	452	92	51	39	50	50	61

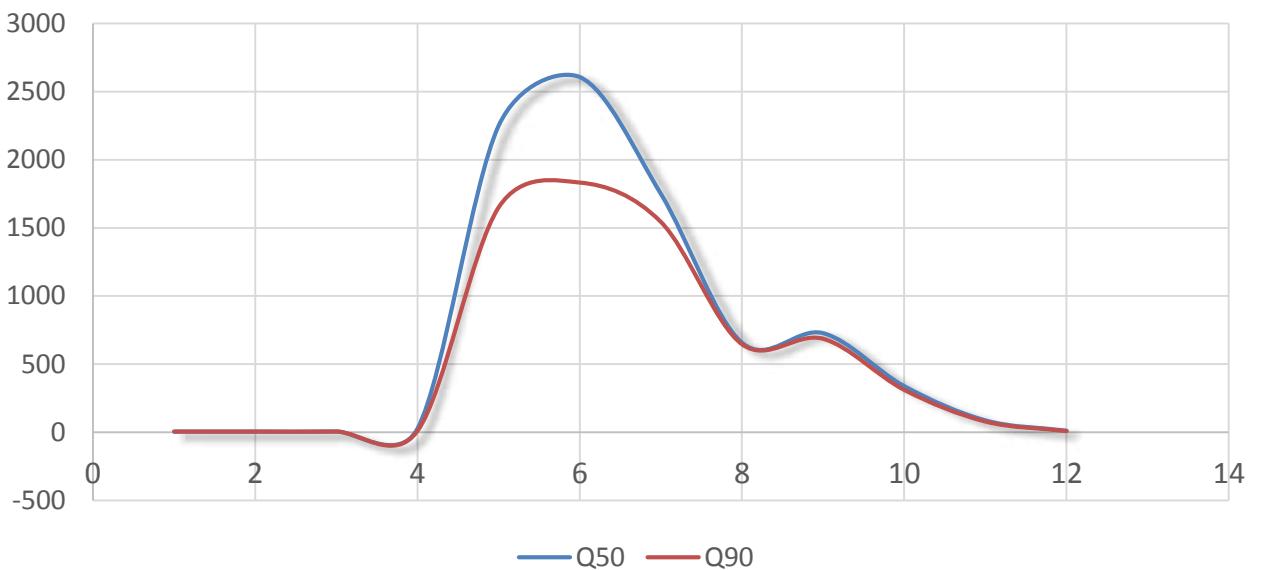


Рисунок 2.2 – Гидрограф расчетного маловодного и средневодного года

## 2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Используя план генерации и потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы можем получить суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов.

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам, представленным в таблицах 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Данные для построения ИКН зимних суток

$\Delta t, \text{ч}$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta P \cdot t, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	$\Sigma P, \text{МВт}$	$\Sigma \mathcal{E}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$
0	794	1400	0	0	0
1	654	1364	36	36	36
2	636	1331	32	65	69
3	610	1309	22	66	91
4	610	1294	15	62	106
5	636	1258	35	176	142
6	707	1254	4	24	146
7	906	1184	71	495	216
8	1140	1148	36	288	252
9	1294	1140	8	73	260
10	1254	1128	11	115	272
11	1148	1121	7	75	279
12	1077	1121	0	2	279

Окончание таблицы 2.4

$\Delta t, \text{ ч}$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, \text{ МВт}$	$\Delta P \cdot t, \text{ МВт}\cdot\text{ч}$	$\Sigma P, \text{ МВт}$	$\Sigma \mathcal{E}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}$
13	1090	1090	31	402	310
14	1184	1077	14	191	323
15	1128	906	171	2562	494
16	1121	906	0	0	494
17	1364	794	112	1899	606
18	1400	707	87	1562	693
19	1331	654	53	1016	746
20	1309	636	18	364	764
21	1258	636	0	0	764
22	1121	610	25	561	790
23	906	610	0	0	790
24	1028		610	14643	1400

Таблица 2.5 – Данные для построения ИКН летних суток

$\Delta t, \text{ ч}$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, \text{ МВт}$	$\Delta P \cdot t, \text{ МВт}\cdot\text{ч}$	$\Sigma P, \text{ МВт}$	$\Sigma \mathcal{E}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}$
0	480	812	0	0	0
1	443	769	43	43	43
2	415	760	9	18	52
3	401	759	1	3	53
4	401	741	18	73	71
5	401	735	6	30	77
6	419	733	2	10	79
7	526	723	10	72	89
8	635	714	9	71	98
9	679	705	9	77	107
10	812	697	8	80	115
11	759	689	9	94	123
12	714	679	9	113	133
13	733	644	36	464	168
14	769	636	8	109	176
15	735	635	0	5	177
16	689	526	109	1748	286
17	741	480	46	787	332
18	723	443	37	664	369
19	697	419	24	457	393

Окончание таблицы 2.5

$\Delta t, \text{ч}$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta P \cdot t, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	$\sum P, \text{МВт}$	$\sum \mathcal{E}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$
20	705	415	4	71	397
21	636	401	14	300	411
22	760	401	0	0	411
23	644	401	0	0	411
24	621		401	9627	812

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС. (Приложение А, рисунок А.1, А.2).

### 2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.2)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;

$a, b$  – коэффициенты, определяемые по формулам 2.5, 2.6.

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.3)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.4)$$

где  $P_{зим}^{max}$  – максимальная нагрузка за зиму;

$P_{лет}^{max}$  – максимальная нагрузка за лето.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываем аналогично:

$$P_t^{cp} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.5)$$

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.6 и 2.7.

Таблица 2.6 – Расчетная таблица для построения графика максимальных годовых нагрузок

$t$ , мес	$\cos(30^0 \cdot t - 15^0)$	$a$	$b$	$P_{max}$ , МВт
1	0,9660	1106	294	1390
2	0,7074			1314
3	0,2595			1182
4	-0,2579			1030
5	-0,7063			898
6	-0,9655			822
7	-0,9664			822
8	-0,7085			898
9	-0,2610			1029
10	0,2564			1181
11	0,7051			1313
12	0,9651			1390

Таблица 2.7 – Расчетная таблица для построения графика среднегодовых нагрузок

$t$ , мес	$\cos(30^0 \cdot t - 15^0)$	$a$	$b$	$P_{max}$ , МВт
1	0,9660	1106	294	1390
2	0,7074			1314
3	0,2595			1182
4	-0,2579			1030
5	-0,7063			898
6	-0,9655			822
7	-0,9664			822
8	-0,7085			898
9	-0,2610			1029
10	0,2564			1181
11	0,7051			1313
12	0,9651			1390

График средних и максимальных мощностей представлен на рисунке 2.3.

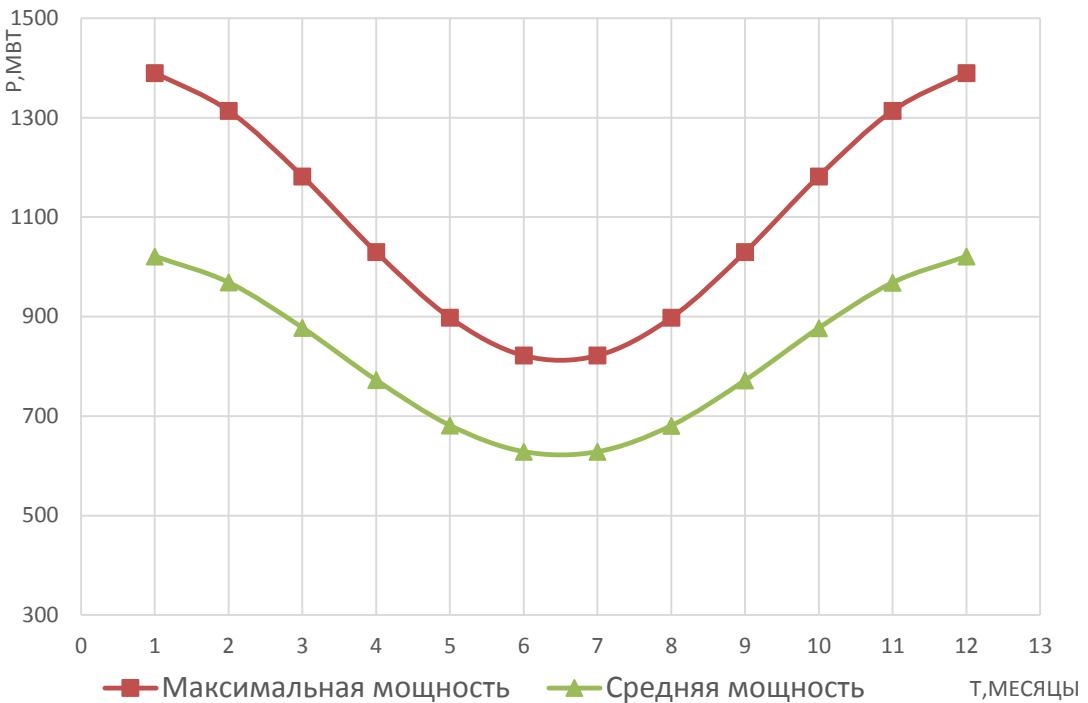


Рисунок 2.3 – Графики средних и максимальных мощностей

## 2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

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

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.6)$$

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

$H$  – подведенный напор;

$Q_{\text{полез}}$  – полезный бытовой расход.

Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.7)$$

где  $Z_{\text{ВВ}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ, м;

$Z_{\text{НБ}}$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Также необходимо рассчитать мощность ГЭС с учётом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{вхк}} \cdot H, \quad (2.8)$$

где  $Q_{\text{вхк}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Расчеты сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{вб}}$ м	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	H, м	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$
1	2	3	40	137,01	32,49	0,6
2	2	3	40	137,01	32,49	0,6
3	2	3	40	137,01	32,49	0,6
4	3	7	40	137,00	32,50	0,9
5	1647	3	40	139,33	30,17	445,1
6	1829	3	40	139,55	29,95	490,6
7	1540	3	40	139,19	30,31	418,0
8	643	3	40	137,99	31,51	181,5
9	679	7	40	138,04	31,46	191,3
10	304	7	40	137,60	31,90	86,80
11	73	6	40	137,15	32,35	21,2
12	3	6	40	137,01	32,49	0,9

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Сравнение режимов работы по  $N_{\text{быт}}$  и  $N_{\text{вхк}}$

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сумма
$N_{\text{разн}}$	-83	-83	-83	-165	279	325	252	16	25	-78	-62	-83	259

Из таблицы видим, что сработку нужно начинать с 10-ого месяца.

Теперь отобразим работу проектируемой ГЭС без регулирования на графике баланса энергии энергосистемы. Для этого необходимо сведения о среднемесячной выработке существующих гидроэлектростанций, которые взяты с сайта РусГидро. Далее, для большего вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища. 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.

Баланс с учётом перераспределения энергий проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.4.

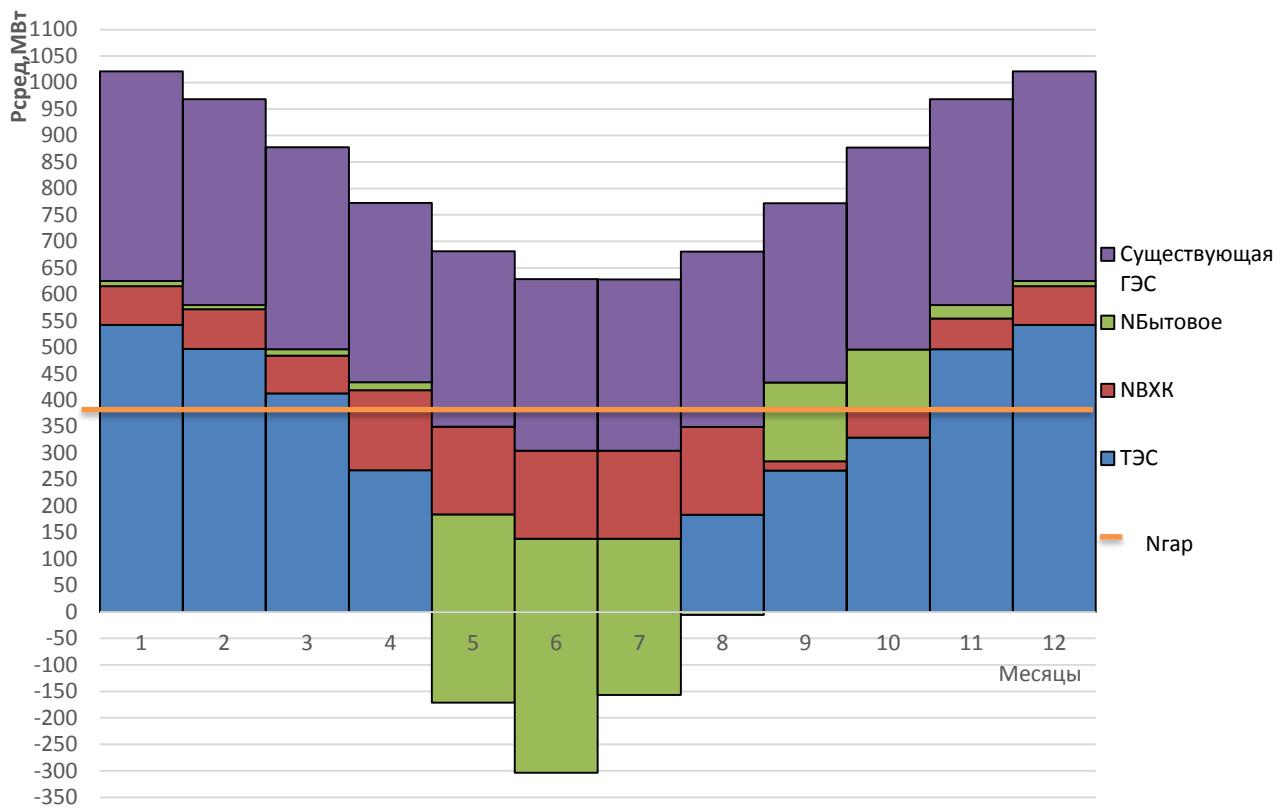


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, работающей на бытовом стоке

## 2.5 Водноэнергетические расчеты режима работы ГЭС

Главная задача водоэнергетических расчётов – определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметки УМО), среднемноголетней выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

При расчёте соблюдались следующие условия:

- обеспечение минимума холостых сбросов в средневодном году
- диапазон колебаний напоров на ГЭС не должен превышать 30-40%  $H_{\max}^{под}$  (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=177 м.

Сработку средневодного года производим двумя способами:

1.Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

2.Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем тот способ в котором больше среднемноголетняя выработка электроэнергии. Сработка за маловодный и средневодные годы представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.1, А.2, А.3).

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям получилась равной 1,8 млн. МВт·ч.

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.5.

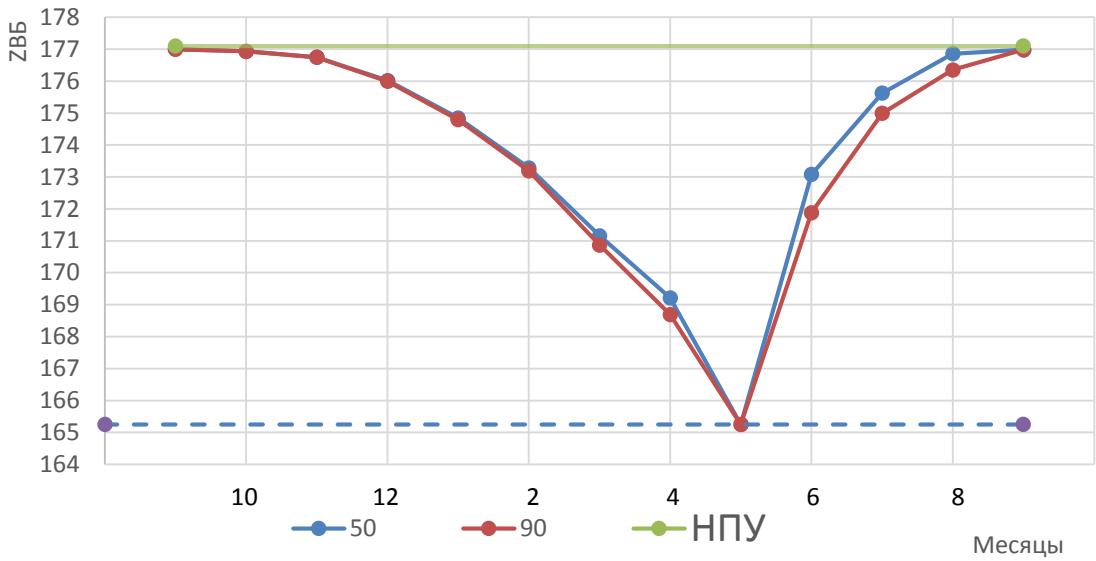


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища

## 2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для энергосистемы Сибири нагрузочный резерв составляет 1,2 %, аварийный составляет 7%. С учётом этого рассчитаем установленную мощность проектируемой Чарской ГЭС:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 316 \text{ МВт.} \quad (2.9)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{TЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{TЭС}} + N_{\text{ав,рез.}}^{\text{TЭС}} + N_{\text{нагр,рез.}}^{\text{TЭС}}. \quad (2.10)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования производится с учётом особенностей использования электроэнергии в нашей стране. Ремонт оборудования ГЭС производится в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, то есть когда на ГЭС имеется свободная мощность. В России это конец лета и осень. При этом, согласно стандартам РусГидро продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{ремсущ.ГЭС} = 1 \cdot M_{устсущ.ГЭС} \cdot 6 \cdot 1 \text{мес} = 6806 = 113$$

(2.11)

МВт·мес/год

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{ремпр.ГЭС} = 1 \cdot M_{устпр.ГЭС} \cdot 6 \cdot 1 \text{мес} = 3166 = 53$$

(2.12)

МВт·мес/год

Баланс мощности для энергосистемы представлен на рисунке 2.6.

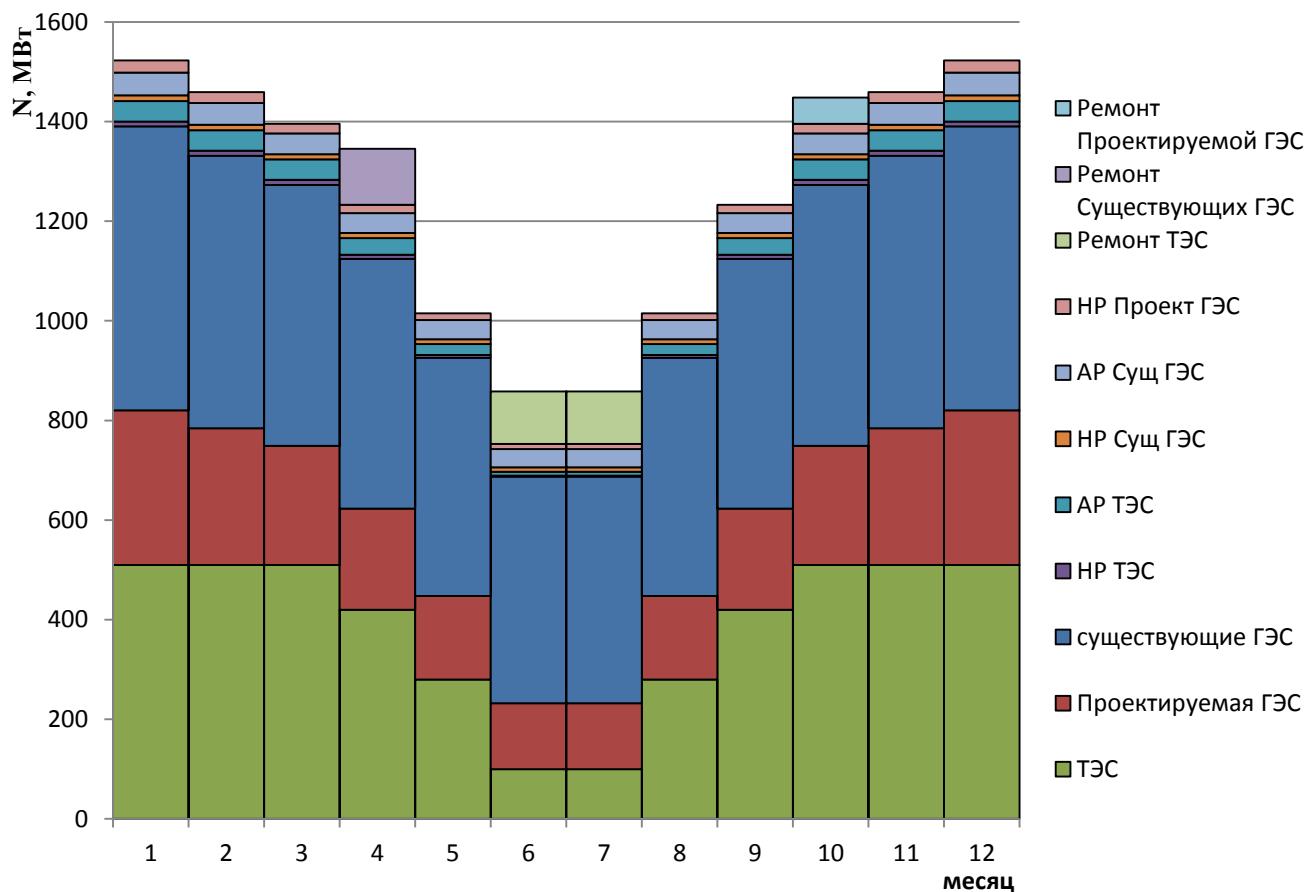


Рисунок 2.6 – Баланс мощности энергосистемы

### **3 Основное и вспомогательное оборудование**

#### **3.1 Выбор числа и типа агрегатов**

##### **3.1.1 Построение режимного поля**

Режимное поле – область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС. [3] Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 884 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где  $N_{уст}$  – установленная мощность Чарской ГЭС из выражения;

$k_N$  – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.3)$$

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$H^{\nabla\text{НПУ}}, \text{м}$	$H^{\nabla\text{УМО}}, \text{м}$	$H^p, \text{м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$
0	137,00	39,6	27,8	36,6	34,8	1018	38,0	936
100	137,20	39,4	27,6	36,4	34,8	1018	38,0	936
200	137,40	39,2	27,4	36,2	34,8	1018	38,0	936
300	137,59	39,0	27,3	36,0	34,8	1018	38,0	936
400	137,78	38,8	27,1	35,8	34,8	1018	38,0	936
500	137,97	38,6	26,9	35,6	34,8	1018	38,0	936
600	138,14	38,5	26,7	35,4	34,8	1018	38,0	936
700	138,32	38,3	26,5	35,3	26,3	884	34,8	1021
800	138,49	38,1	26,4	35,1	26,3	884	34,8	1021
900	138,66	37,9	26,2	34,9	26,3	884	34,8	1021
1000	138,82	37,8	26,0	34,8	26,3	884	34,8	1021
1100	138,98	37,6	25,9	34,6	26,3	884	34,8	1021
1200	139,14	37,5	25,7	34,4	26,3	884	34,8	1021

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

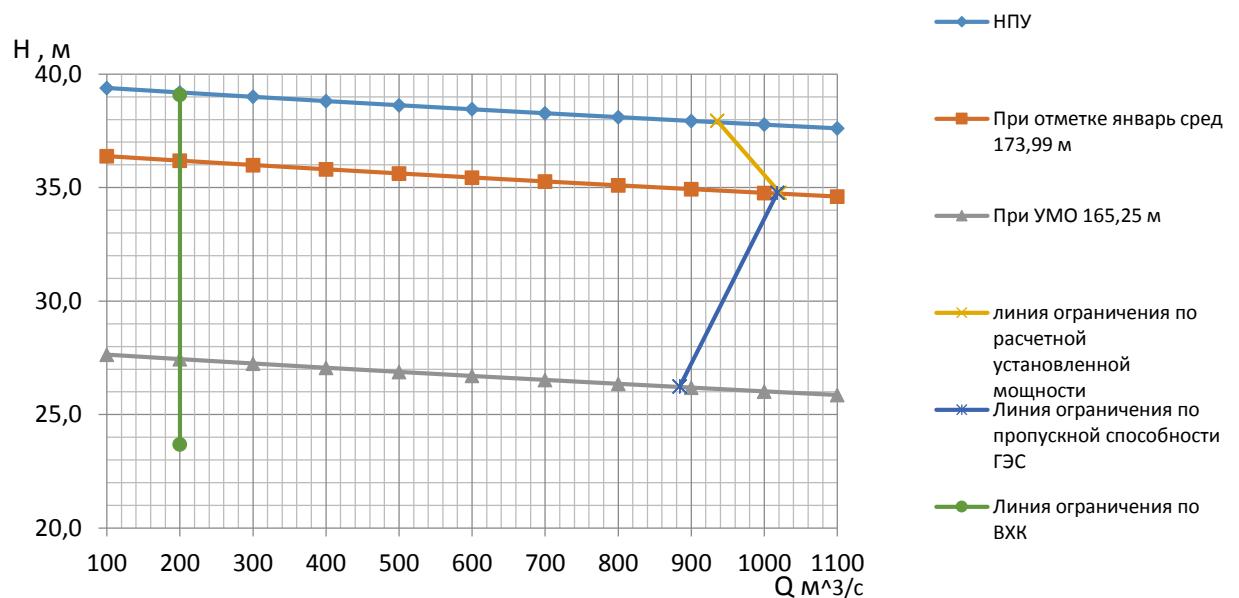


Рисунок 3.1 – Режимное поле Чарской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 38 \text{ м.}$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q^{max} = 1018 \text{ м}^3/\text{с.}$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 34,8 \text{ м.}$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 26,3 \text{ м.}$$

### **3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам**

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред, м}$	40
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, \text{об}/\text{м}$	125
Оптимальный КПД модели	$\eta_m opt$	0,913
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л}/\text{с}$	1800
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,65

### Окончание таблицы 3.2

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}$ , м	0,46
Напор модельной турбины	$H_{mod}$ , м	4
Коэффициент вязкости	$\nu_{mod}$	1,64

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{M0}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

Для поворотно - лопастных гидротурбин коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, определяется из следующего условия:

$$\varepsilon = 0,75.$$

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным. Для модельных гидротурбин - таблица 3.2.

Средняя температура реки Чара  $t_H = 10$  °C.

По справочным данным определяем кинематический коэффициент вязкости

$$\nu_H = 1,3.$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Gcp} = 0,97.$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Gcp}, \quad (3.5)$$

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{yst}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где  $N'_a$  – мощность агрегата из выражения (3.5).

Очевидно, в общем случае число агрегатов получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата, после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где  $n'_{I_p}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);

$\Delta$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точки.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду.

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_p$  и  $H_{min}$ , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

$H$  – напор на станции, соответствует  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{Гср}}}. \quad (3.9)$$

Правая часть уравнения (3.9) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии  $n'_I p$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижня граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору, посчитанные по формуле (3.8).

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.8), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального. Результаты расчета параметров оборудования представлены в таблицах 3.3 – 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D1 гидротурбины ПЛ 40а–В

ПЛ40а-В				
D1	5,3	5,6	6,3	6,7
КПД т	0,92	0,92	0,93	0,93
N'агр	86,200	96,288	122	138
z'шт	3,67	3,28	2,59	2,29
Z a	4	4	3	3
N агр, кВт	79000	79000	105333	105333
Δ1	1,049	1,049	1,051	1,051
n'c	142,49	134,89	119,97	112,85
n синх	142,8	136,4	125	115,4
n' Hmax	144,1	145,39	149,81	147,04
n' Hрасч	125,27	126,40	130,24	127,83
n' Hmin	119,88	120,96	124,63	122,33
Q*кпд расч	1,44	1,29	1,36	1,20
Q*кпд max	1,26	1,13	1,19	1,05

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D1 гидротурбины ПЛ 406–В

ПЛ406-В				
D1	4,5	5	5,3	5,6
КПД т	0,93	0,93	0,93	0,93
N'агр	59702	66555	73781	82945
z'шт	5,29	4,75	4,28	3,81
Z a	6	5	5	4
N агр, кВт	52666	63200	63200	79000
Δ1	1,039	1,039	1,040	1,040
n'с	164,35	155,74	147,99	139,65
n' синх	166,70	166,70	150,00	142,80
n' Hmax	143,51	151,44	143,41	144,68
n' Hрасч	124,76	131,66	124,67	125,77
n' Hmin	143,51	151,44	143,41	144,68
Q*кпд расч	1,33	1,43	1,29	1,44
Q*кпд max	1,17	1,26	1,13	1,26

Из анализа таблиц 3.3 и 3.4 приложения В выбираем гидротурбину ПЛ40а-В-560 со следующими параметрами:

$$D_1 = 5,60 \text{ м},$$

$$D_0 = 1,232 \cdot D_1 = 1,232 \cdot 5,3 = 6,53 \text{ м}, \quad (3.11)$$

$$z_0 = 24.$$

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ40а-В с построенной рабочей зоной представлена в приложении В, рисунок В.1.

### 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

#### 3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационной работы.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика, которая представляет собой совмещение кривой связи нижнего бьефа и характеристики  $H_S(Q_{НБ})$  при различном числе работающих агрегатов ГЭС.

Высота направляющего аппарата модельной турбины:

$$B_{0\text{ М}} = 0,375 \cdot D_{1\text{ М}} = 0,375 \cdot 0,460 = 0,173 \text{ м}, \quad (3.12)$$

где  $D_{1M}$  – диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Высота направляющего аппарата натурной турбины:

$$b_0 = B_{0M} \cdot \frac{D_1}{D_{1M}} = 0,173 \cdot \frac{5,6}{0,460} = 2,1 \text{ м}, \quad (3.13)$$

Для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$Z_{x,пл.} = 0.$$

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P,K} = Z_{H,B}(Q_{H,B}) + H_s, \quad (3.14)$$

где  $Z_{H,B}(Q_{H,B})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{H,B}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с  $N_p$  при  $H_{max}$ ;
2. Работа одного агрегата с  $N_p$  и  $H_p$ ;
3. Работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = B \cdot \frac{\nabla Z_{H,B}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.15)$$

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

$\nabla Z_{H,B}(Q_{H,B})$  – отметка НБ при данном расходе;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий.

### **Работа одного агрегата с $N_p$ при $H_{max}$**

На ГУХ ПЛ40а-В находим расчетную точку, ей соответствует точка 1.  
Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}. \quad (3.16)$$

В найденной точке определяем  $\sigma = 0,39$ .

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 \cdot \frac{137,38}{900} - 0,39 \cdot 38 - 1,5 = -6,17 \text{ м} \quad (3.17)$$

### **Работа одного агрегата с $N_p$ и $H_p$**

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2.  
Рассчитываем аналогично предыдущему пункту:

$$\sigma = 0,47,$$

$$\nabla Z_{HB}(Q) = 137,42 \text{ м},$$

$$H_s = 10,33 \cdot \frac{137,42}{900} - 0,47 \cdot 34,8 - 1,5 = -7,9 \text{ м} \quad (3.18)$$

### **Работа одного агрегата при $H_{min}$ и соответствующей мощности на линии ограничения**

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3.  
Рассчитываем аналогично:

$$\sigma = 0,45,$$

$$\nabla Z_{HB}(Q) = 137,34 \text{ м},$$

$$H_s = 10,33 \cdot \frac{137,34}{900} - 0,45 \cdot 26,3 - 1,5 = -3,29 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Рассчитываем заглубление рабочего колеса (3.13) при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{P.K.1} = 137,38 - 6,17 = 131,21 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{P.K.2} = 137,42 - 7,98 = 129,44 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{P.K.3} = 137,34 - 3,29 = 134,05 \text{ м.}$$

Из всех полученных значений  $\nabla Z_{P.K.}$  выбираем минимальное,  $\nabla Z_{P.K.} = 129,44 \text{ м.}$

### 3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,615 \cdot D_1 = 2,615 \cdot 5,6 = 14,64 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{c.k.vx} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 5,6 = 10,01 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{c.k} = 210^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{sp} = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 5,6 = 17,76 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot D_1 = 4,548 \cdot 5,6 = 25,46 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 5,6 = 14 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_{\text{в}} = 105 \cdot \left( \frac{N_a}{n_c} \right)^{0,35} = 105 \cdot \left( \frac{79000}{136,4} \right)^{0,35} = 973 \text{ мм.} \quad (3.25)$$

где  $N_a$  – мощность агрегата;  
 $n_c$  – синхронная частота вращения турбины.

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = 7,45 \text{ м.}$$

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{ш}} + 7 = 7,45 + 7 = 14,95 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{\text{мз}} = 26,0 \text{ м.}$$

Для русловых зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{6\text{л}} = (2,8 \div 3,2) \cdot D_1 = 3 \cdot 5,6 = 17 \text{ м,} \quad (3.27)$$

Ширина монтажной площадки по рекомендации:

$$L_{\text{мп}} = B_{6\text{л}} = 17 \text{ м.}$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{6\text{л}} + L_{\text{мп}} = 4 \cdot 17 + 17 = 85 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА.

Высота машинного зала:

$$H'_{\text{мз}} = 18$$

По справочным данным назначаем колонну:

$$H_{\text{к}} = 6,3 \text{ м.}$$

На рисунке 3.2 представлен план спиральной камеры.

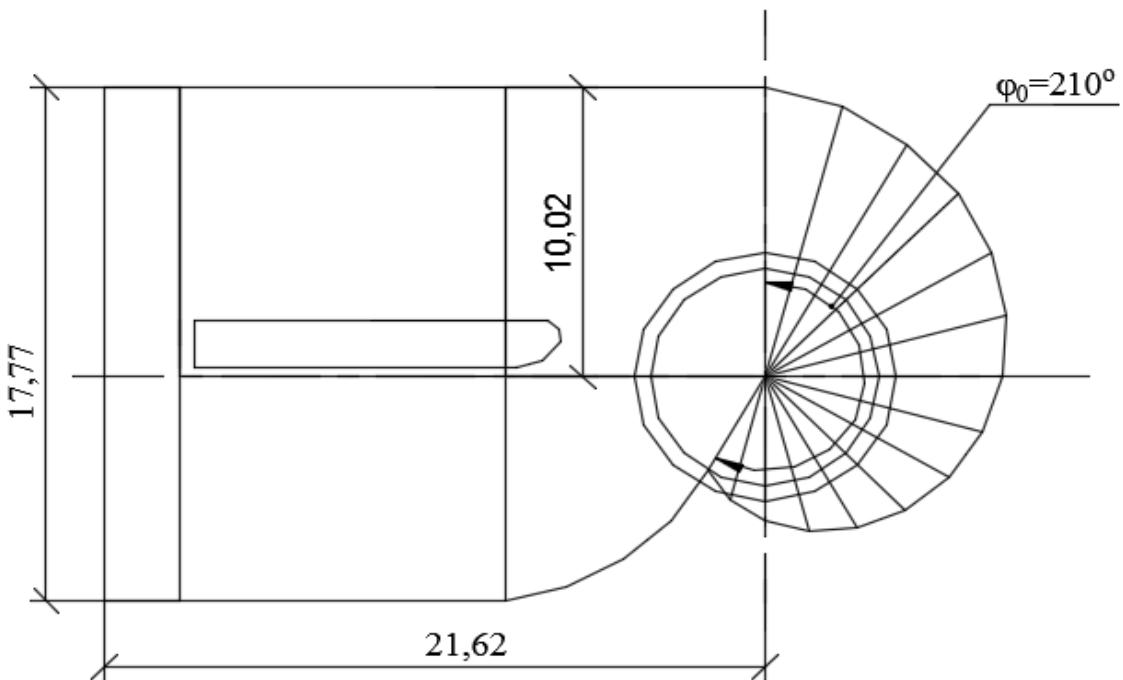


Рисунок 3.2 – План спиральной камеры

### 3.3 Выбор маслонапорной установки и ЭГР

#### 3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме определяем маслонапорную установку МНУ -12,5/1-40-12,5-2

### 3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-МП-100-4.

### 3.4 Выбор гидрогенератора

$$n_c = 136,4 \frac{\text{об}}{\text{мин}},$$

$$P = 79 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным [10] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Из ходя из всех рекомендаций был выбран следующий тип гидрогенератора: СВ-990/255-44.

Паспортные данные гидрогенератора проектируемой ГЭС сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Паспортные данные гидрогенератора Чарской ГЭС

P, МВт	S, МВА	Cosφ	Общая масса, т	Вес ротора, т
82	96,4	0,85	629	346

### 3.5. Определение заглубления водозабора на величину воронкообразования

Расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощность:

$$Q = 245 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Диаметр водовода:

$$D = 13,4 \text{ м.}$$

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v_{\text{пп}} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 245}{\pi \cdot 13,4^2} = 1,75 \text{ м/с.} \quad (3.23)$$

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{kp} = 0,5 \cdot D \cdot \left( \frac{\vartheta}{g \cdot D} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 13,4 \left( \frac{1,75}{9,81 \cdot 13,4} \right)^{0,55} = 2,25 \text{ м.}$$
 (3.24)

### 3.6 Подъёмно-транспортное оборудование

В машинном зале Чарской ГЭС устанавливается основное крановое оборудование станции, предназначенное для выполнения всех грузоподъемных операций и перемещения грузов внутри машинного зала, и монтажной площадки, связанных с обслуживанием основного гидроэнергетического оборудования – турбины и генератора, а также вспомогательного оборудования, размещенного ниже машинного зала, при ремонтах агрегатов. В соответствии со стандартом в машинном зале Чарской ГЭС будет один двухбалочный опорный мостовой кран с опорными грузовыми тележками (т.к. вес самого тяжелого узла менее 500 тонн и малое число агрегатов).

Управление краном осуществляется с кабины. Так же кран снабжён площадками обслуживания.

Группу и ширину пролёта крана устанавливают в соответствии с по грузоподъёмности.

Ширина пролёта крана может быть уменьшена на величину кратную 0,5 м.

По справочным данным, в соответствии с шириной пролёта и весом самого тяжёлого узла оборудования машинного зала выбираем мостовой кран КМ 300/100.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Главная электрическая схема Чарской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

На рисунке 4.1 представлены виды блоков.

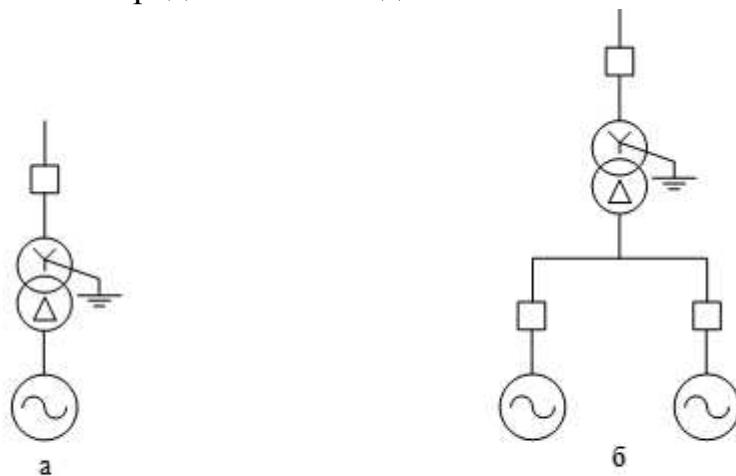


Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков:

а – простой блок; б – укрупнённый блок с одним трансформатором на два генератора.

### 4.2 Выбор типа блоков ГЭС

#### 4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{96,4 - 0,96}{0,85} = 112,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{с.н.}}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 125000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Данные трансформатора ТДЦ 125000/220

$S_{\text{ном}}$ , МВт	$U_H$ , кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
125	242	13,8	11	380	90	0,55

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\max}$  и время максимальных потерь  $\tau$ .

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{5600}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2592 \text{ ч/год}, \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где  $\mu=1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 32$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,03$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 70$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,9 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8729 = 875,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}^2} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left( \frac{112,2}{125} \right)^2 \cdot 2592 = 575 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H), \quad (4.6)$$

$$I_{\text{пот}} = 6 \cdot (785,6 + 575) = 81636 \text{ тыс. руб/год}$$

Для четырех блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 4 \cdot 8164 = 32654 \text{ тыс. руб/год.}$$

#### 4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\Gamma_{\text{ном}}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{2 \cdot (96,4 - 0,96)}{0,85} = 224,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 250000/220. Данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/220

S <sub>ном</sub> , МВт	U <sub>H</sub> , кВ		U <sub>K</sub> , %	ΔP <sub>K</sub> , кВт	ΔP <sub>xx</sub> , кВт	I <sub>x</sub> , %
	U <sub>ВН</sub>	U <sub>НН</sub>				
250	242	13,8	11	600	150	0,45

Потери электрической энергии:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{5600}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2592 \text{ ч/год},$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}},$$

где  $\mu=1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}}=32$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega=0,03$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_B = 70$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,9 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,15 \cdot 8729 = 1309,35 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ nom}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,6}{2} \cdot \left( \frac{224,5}{400} \right)^2 \cdot 2592 = 615,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:,

$$I_{\text{пот}} = 6 \cdot (1745,8 + 711,6) = 11550,6 \text{ тыс. руб/год}$$

#### 4.2.3 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ – 990/255-44- УХЛ4 производства ОАО "Силовые машины". Данные генератора представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Данные генератора

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{T \text{ nom}}, \text{kV}$	$\cos \varphi_T, \text{o.e.}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{T \text{ nom}}$	$P_{T \text{ nom}}$				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
96,4	82	13,8	0,85	0,978	0,2	0,3	0,15

#### 4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от  $S_{T \text{ nom}}$ :

$$S_{\text{с.н.}} = 4 \cdot 0,01 \cdot \frac{S_{T \text{ nom}}}{\cos \varphi_T} = 4 \cdot 0,01 \cdot \frac{96,4}{0,85} = 3,85 \text{ МВт} \quad (4.8)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{T \text{с.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

По каталогу ЗАО «РосЭнергоТранс - СвердловЭлектро» выбираются трансформаторы ТМН-4000/15 УХЛ-1.

#### 4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_r \cdot \left( \frac{P_r - P_{ch}}{\cos \varphi_r} \right); \quad (4.9)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot \left( \frac{96,4 - 0,96}{0,85} \right) = 445 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$S_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{пред}}}{\cos \varphi_c} = \frac{135}{0,85} = 158,8 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.10)$$

Число линий 220 кВ:

$$n_l = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{перед}} \cdot k} = \frac{445}{1,2 \cdot 158,8} = 2,33 \text{ Шт.} \quad (4.11)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_l = 3 + 1 = 4$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{445}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,389 \text{ кА.} \quad (4.12)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 0,389 = 449 \text{ А,} \quad (4.13)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_T = 1,0$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока в соответствие с ПУЭ выбираем провод АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А.}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{n,ab} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\pi}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{nom}} = \frac{445}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,584 \text{ кА.} \quad (4.14)$$

$I_{\text{доп}} > I_{n,ab}$ , следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

#### 4.4 Выбор схемы РУ ВН

СТО ОАО ФСК ЕЭС регламентирует схему распределительного устройства. Для распределительного устройства 220 кВ и восьми присоединений (четыре генераторных присоединения и четырех воздушных линий): две рабочие системы шин (при 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателей из работы, реконструкции и наличии других обоснований). Схема выдачи мощности Чарской ГЭС представлена на рисунке 4.2.

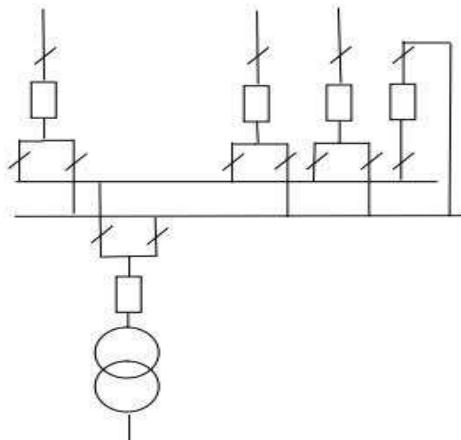


Рисунок 4.2 – Структурная схема РУ-220 кВ

#### 4.5 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»

Результаты расчета токов кз для характерных точек схемы представим в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	$K_y$	$i_y, \text{kA}$	$I_{n0}^{(3)}, \text{kA}$	$I_{n0}^{(1)}, \text{kA}$
Шина 220 кВ	1,73	33,3	11,45	12,58
Вывода генератора (13,8 кВ)	1,96	103,3	40,15	-

## 4.6 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения.

### 4.6.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий ток в присоединениях трансформатора:

$$I_{\Gamma, \text{раб.макс}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma, \text{ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{ном}, \text{кT}}} = 1,05 \cdot \frac{95,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 11} = 313 \text{ A} \quad (4.15)$$

Рабочий ток в цепи генераторов:

$$I_{\Gamma, \text{раб.макс}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma, \text{ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{95,5}{\sqrt{3} \cdot 242} = 4195 \text{ A} \quad (4.16)$$

### 4.6.2 Выбор и проверка аппаратов 220кВ

Выключатели КРУЭ выбираем также по суммарному току однофазного короткого замыкания, так как он превосходит значение трехфазного.

Из соображений удобства компоновки и эксплуатации РУ во всех цепях устанавливаем одинаковые выключатели, разъединители и трансформаторы тока.

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

Проверка и выбор выключателей представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Выбор и проверка выключателей

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель фирмы «Энергомеханический завод» ЯЭГ-220	В состав выбранной ячейки КРУЭ входит разъединитель, параметры которого согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительной проверки не требуется. $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ};$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ кА};$ $i_{\text{пр.скв.}} = 130 \text{ кА}.$
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	
$I_{\text{рабmax}} = 313 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 11,45 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 40 \text{ кА}$	
$i_y = 33,36 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 130 \text{ кА}$	
$I_{\text{по}} = 11,45 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$	
$B_k = 8,35 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_B) = 14,45^2 \cdot (0,01 + 0,03) = 8,35 \text{ кA}^2 \cdot \text{с.} \quad (4.17)$$

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

#### 4.6.3 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

Генераторные выключатели выбираем по наибольшему току трехфазного КЗ в точке К-1.

Параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры генераторного комплекса

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель элегазовый фирмы «Электроаппарат» ВГГ-15-50/6300	Разъединитель
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{рабmax}} = 4195 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 40,15 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 103,3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 130 \text{ кА}$	–
$I_{\text{по}} = 40,15 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 50 \text{ кА}$	–
$B_k = 177,3 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_B) = 40,15^2 \cdot (0,01 + 0,1) = 177,3 \text{ кA}^2 \cdot \text{с.}$$

Для безопасного ведения работ на генераторе и трансформаторе блока, трансформатор должен быть заземлён с двух сторон [29], следовательно, в цепи генераторного напряжения требуется установка разъединителя. На генераторном напряжении выбираем разъединитель РВРЗ-1-10,5/8000 МУЗ [28]. (разъединитель внутренней установки с заземлителем со стороны шарнирных контактов) производства «Электрощик».

Исходя из ПУЭ [29], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 13,8 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПНп-10,5/680/17,5 [30] (п – полимер, материал покрышки; 680 – величина тока пропускной способности, А; 17,5 – наибольшее длительно допустимое действующее значение рабочего напряжения, кВ) фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

Измерительный трансформаторы тока – ТШЛ-СЭЩ 10,5 [28] (четыре вторичных обмотки) со стороны главных выводов, ТЗЛК-СЭЩ [28] со стороны нулевых, на присоединении трансформатора собственных нужд ТОЛ-СЭЩ (четыре вторичные обмотки) 10,5 [28] фирмы «Электрощик».

Измерительные трансформаторы напряжения – 3хЗНОЛ-СЭЩ 10,5 [28] (трёхфазная группа, с литой изоляцией, заземляемый) фирмы «Электрощик».

Класс точности измерительных трансформаторов тока должен быть не ниже 0,5 (для приборов учёта электроэнергии) [29].

## 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.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов, КРУЭ и ЛЭП.

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип	СВ-990/255-44	
мощность номинальная	полная	96,4
	активная	82
номинальное напряжение		13,8
коэффициент мощности $\cos \phi$		0,85
частота		50
частота вращения		136,4
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		3,37
ток ротора при номинальной нагрузке		3,58
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	1,1
	переходное $X'_d$	0,34
	сверхпереходное $X''_d$	0,22
индуктивное сопротивление обратной последовательности $X_2$		0,22
емкость обмотки статора		0,83

Таблица 5.2- Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-125000/220
мощность номинальная	125
номинальное напряжение	220
напряжение короткого замыкания	11
группа соединений	$Y_n/\Delta$

## 5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{82 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,036 \text{ кА}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{ cx}}}{K_{\text{tt}}} = \frac{4036 \cdot 1}{4000 / 5} = 5,04 \text{ А}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{82 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,253 \text{ кА};$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн}}^{(1)} \cdot K_{\text{ cx}}}{K_{\text{tt}}} = \frac{253 \cdot \sqrt{3}}{200 / 5} = 10,9 \text{ А};$$

## 5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [8, глава 3] принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

### Защиты генератора СВ – 990/255-44 – 96,4 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- 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 от несимметричных перегрузок обмотки статора;
- Токовая защита от симметричных КЗ и перегрузок статора;
- Защита от асинхронного хода (для ликвидации асинхронного режима генератора);
- Защита от перегрузки обмотки ротора,
- Контроль длительности форсировки;

- Защита от потери возбуждения;
- Защита ротора от замыканий на землю;
- Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

#### **Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220:**

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных коротких замыканий в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 13,8 кВ;
- Защита от перегрева (резервная защита).

#### **Защиты КРУЭ 220кВ – ELK 14:**

- Продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ;
- АПВ (с контролем отсутствия напряжения).

#### **Противоаварийная автоматика:**

- Автоматическое предотвращение нарушения устойчивости(АПНУ);
- Автоматическая ликвидация асинхронных режимов (АЛАР);
- Автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ);
- Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН).

#### **Защиты воздушных линий 220кВ:**

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита(от всех видов КЗ);  
Резервные защиты:
  - Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
  - Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
  - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
  - УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

### **Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:**

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 13,8 кВ;
- МТЗ на стороне 0,4 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

## **5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты**

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

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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.

## **5.5 Продольная дифференциальная защита генератора**

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{ном}}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_H = 4036 \text{ А}$ .

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{\text{ср0}}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H, \quad (5.3)$$

где  $K_{\text{одн}} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформатора тока.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,05 \cdot 4036 = 201,8 \text{ А.}$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{cp0}} \geq K_H \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H = 403,6 \text{ А,} \quad (5.4)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{\text{cp0}} = 0,16 \cdot I_H = 645,8 \text{ А.}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.5)$$

где  $K_{\text{АП}} = 2$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформатора тока;

$K_{\text{одн}} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{МАКС}}$  – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_r}{x_d''} \cdot I_H$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 20730,36 = 2073,03 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.6)$$

где  $K_H = 2$  – Коэффициент надежности;

$I_T$  – тормозной ток.

$$K_T > \frac{2073,03 \cdot 2}{20730,36} = 0,2.$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53 \quad (5.7)$$

- 4) Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.8)$$

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

- 5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{otc} = 2 \dots 12I_H$ .

Принимаем уставку:  $I_{otc} = 6I_H$ .

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

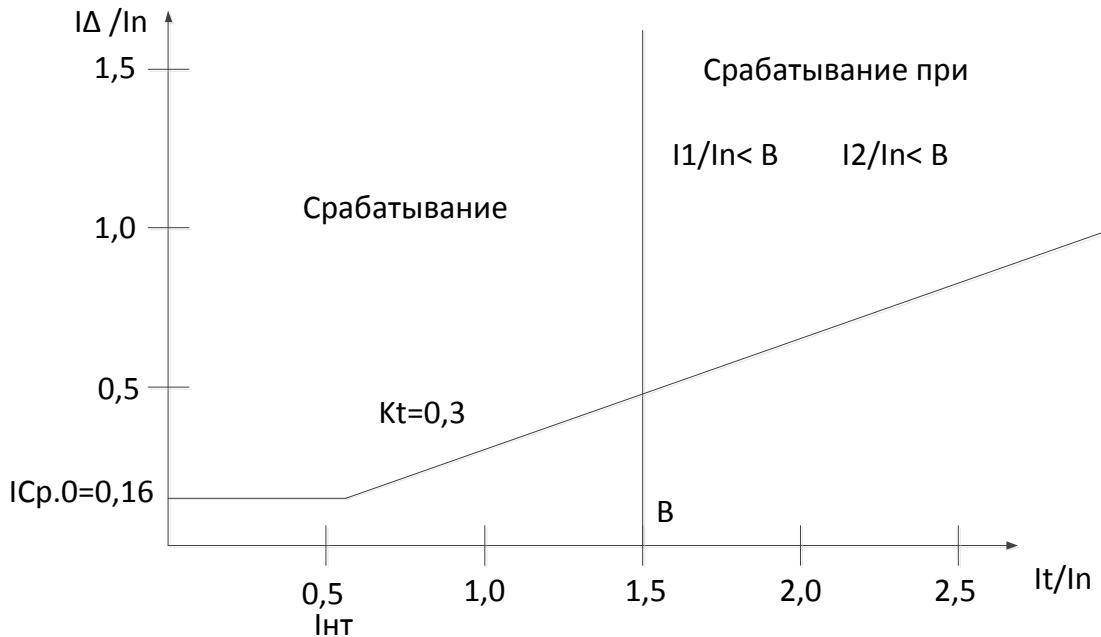


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

## 5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган ( $U_{03}$ ) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

$U_{03}$  включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$  представлена на рисунке 5.2

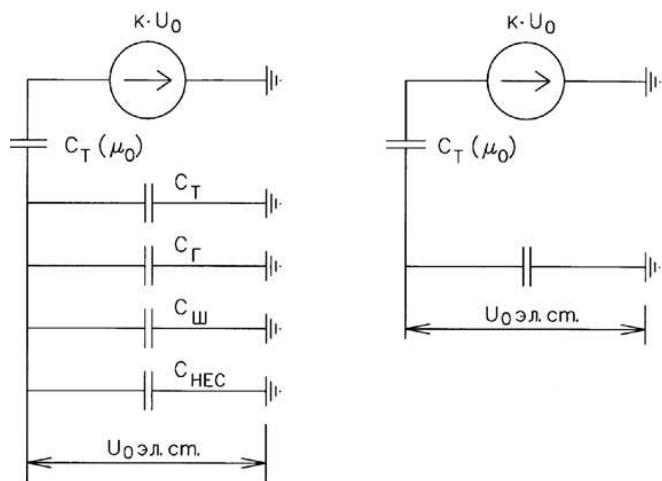


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$ .

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

где  $U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

$K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_\Gamma$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{\text{Ш}}$  – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C_{\text{ВГ}}$  – ёмкость генераторного выключателя;

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = 42,33 \text{ кВ} \quad (5.10)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_\Sigma &= C_T + C_\Gamma + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = \\ &= 0,0073 + 0,83 + 0,008 + 0,0249 = 0,87 \text{ мкФ/фазу} \end{aligned} \quad (5.11)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 6,52 \text{ А} \quad (5.12)$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 42330 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,87} = 216,71 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{TH}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 216,71}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 4,29 \text{ В}, \quad (5.13)$$

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

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

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

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

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

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,2+2} = 0,31 \text{ о.е.} \quad (5.14)$$

Уставка срабатывания  $U_{03}$  принимается минимальной и равной 0,2 В.

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

## 5.7 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта  $U_2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.15)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U_1 >$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.16)$$

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

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

## 5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_{\cdot 2}$ :

$$I_{\cdot 2} = I_2 / I_H, \quad (5.17)$$

где  $I_2$  — ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;  
 $I_H$  — номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

Сигнальный орган  $I_{2\text{сигн}}$ , срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени ( $t = 9$  с, действует в предупредительную сигнализацию).

Уставка сигнального органа:  $I_{2\text{сигн}} = 0,07$ .

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 I_H = 0,07 \cdot 4,036 = 0,28$$

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

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

Уставка равна:

$$I_{2\text{пуск}} = \frac{I_{\cdot 2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.20)$$

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 I_H = 0,15 \cdot 4,036 = 0,605 \text{ кА} \quad (5.21)$$

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

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

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_2)^2}. \quad (5.22)$$

$$A_{\text{ио}} = 20 = (I_2)^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.23)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.3. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

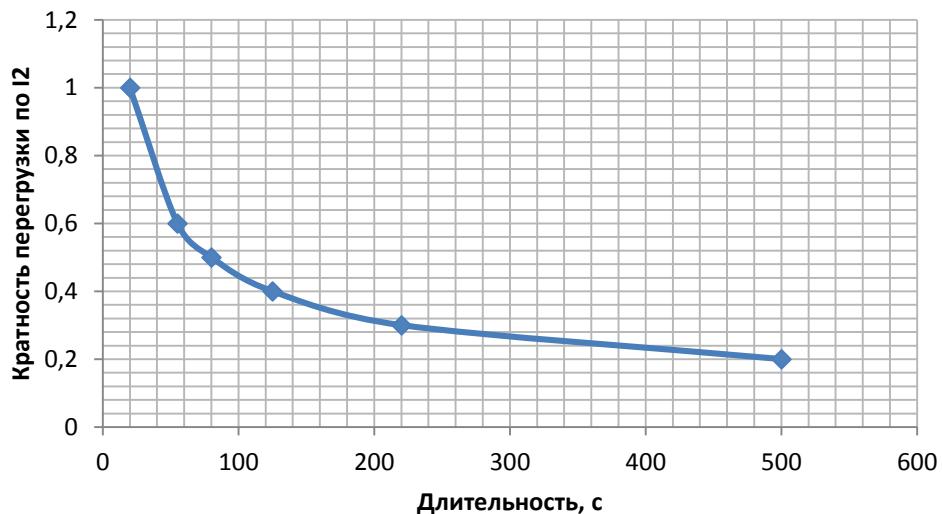


Рисунок 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Орган токовой отсечки  $I_{20\text{TC}}$  срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_{*2}$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^2}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_\Gamma + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,22 + 0,22 + 2 \cdot 0,11)} = \\ = 1,16 \text{ o.e.}, \quad (5.24)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_\Gamma$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{\text{мин}}^{\text{ВН}} \cdot \frac{x_T}{\sqrt{3}}}{K_q} \cdot 2 = 1121 \text{ А.} \quad (5.25)$$

$$I_{\text{мин}}^{*\Sigma} = I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{E_d'''}{2 \cdot (X_d''' + X_\Lambda)} + \frac{E_C}{2 \cdot (X_C + \frac{X_\Lambda}{n-1})}, \quad (5.26)$$

$$I_{\text{мин}}^{*\Sigma} = I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{1,13}{2 \cdot (0,22 + 0,051)} + \frac{1}{2 \cdot (1,25 + \frac{0,051}{3})} = 2,48,$$

где  $X_d'''$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$X_L$  – сопротивление линии в относительных единицах.

$$I_{\min G}^* = \frac{I_{\min}^\Sigma}{N_{\text{ген}} + N_L} = \frac{2,48}{4+4} = 0,31 ;$$

Ток в конце защищаемой линии:

$$I_{\min G}^{\text{BH}} = I_{\min G} \cdot I_6^{\text{BH}} = 0,31 \cdot 0,31 = 0,097 \text{ кА}, \quad (5.27)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{C.3.}} \leq 1121 \text{ А}$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

отключение выключателя генератора и гашение полей.

## 5.9 Защита от симметричных перегрузок статора

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 I_H, \quad (5.28)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9,0$  с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,11 I_H. \quad (5.29)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.4. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика

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

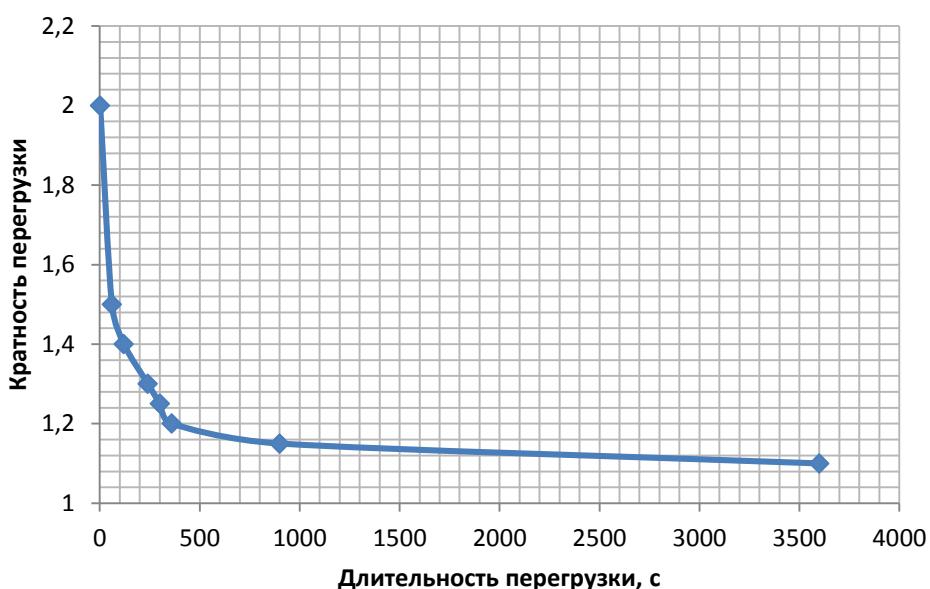


Рисунок 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{HOM}}{0,98} = 1,224 I_{HOM}. \quad (5.30)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66 \text{ В.} \quad (5.31)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

## 5.10 Дистанционная защита генератора

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

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

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

$ZI$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8Z_T + \frac{0,8}{n} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 46,5 + \frac{0,8}{4} \cdot 5,44 = 38,32 \text{ Ом.} \quad (5.32)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 + \frac{0,8}{4} \cdot 0,051 = 0,098. \quad (5.33)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,098 \cdot 1,99 = 0,19 \text{ Ом,} \quad (5.34)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_\Gamma} = \frac{13,8^2}{80,6} = 1,99.$$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1C.z.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,19 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,70 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,7$  Ом.

Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Принимаем, исходя из рассчитанных данных, уставку 50 Ом/сек.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 4036} = 1,97 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

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

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

$$I_{\phi} = \frac{2-0,95}{X_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{1,1} = 2,77, \quad (5.37)$$

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

$X_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Вследствие насыщения принимаем  $I_{\phi}=2,5$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о.е.} \quad (5.38)$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр.Ф}} = \frac{\cos\varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.39)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки  $\varphi_{\text{нагр.Ф}} \approx 69$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{C.3II}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,05} = 0,36 \text{ о.е.} \quad (5.40)$$

$$Z_{\text{C.3II}} = Z_{\text{C.3IIо.е.}} \cdot Z_6 = 0,36 \cdot 1,99 = 0,71 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{\text{CP II}} = \frac{Z_{\text{C.3II}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,85 \cdot 6000 / 5}{13800 / 100} = 6,24 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

Принимаем уставку  $Z_{\text{II}} = 6,5 \text{ Ом}$ .

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

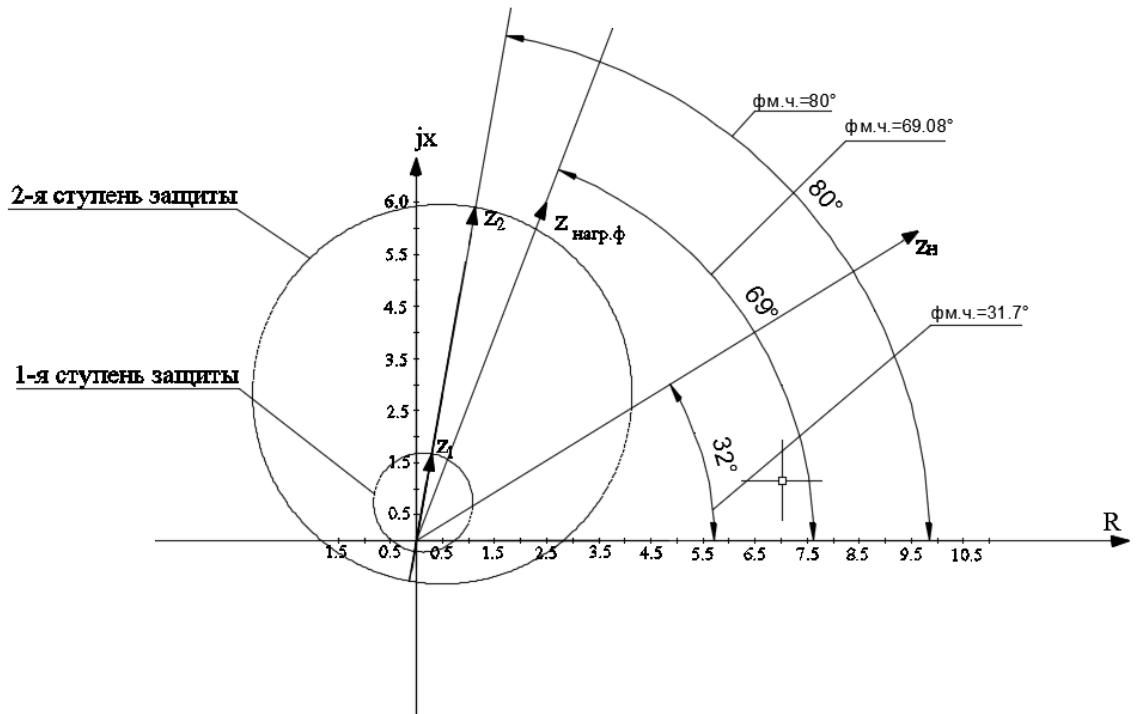


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{CM1} = 0,204$  о.е.,  $Z_{CMII} = 0,78$  о.е.

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

## 5.11 Защита ротора от перегрузки

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P.\text{СИГН.}} = \frac{\kappa_h \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{\kappa_b} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,07 I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.43)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P.\text{ПУСК.}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,12 I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.44)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.5, и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/I <sub>н</sub>	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	длительно	210	150	120	90	72	60	20

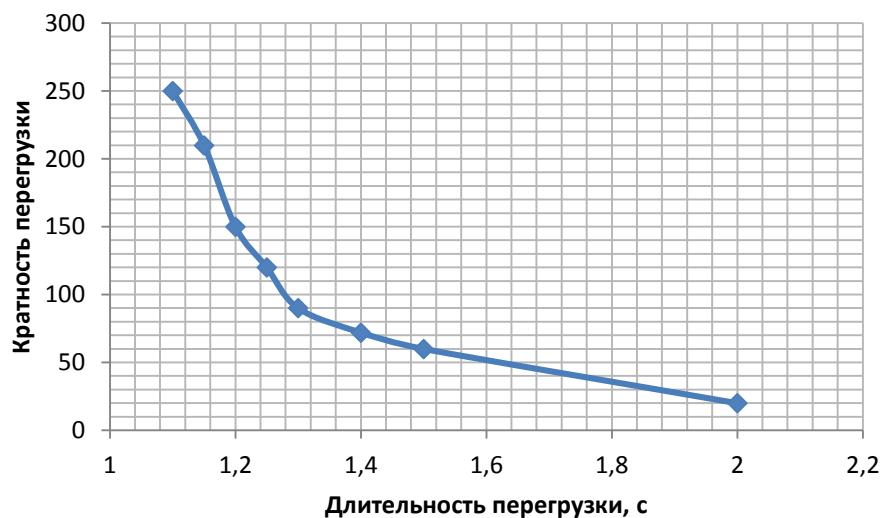


Рисунок 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.\text{ОТС.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,19 I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

## **6 Компоновка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Состав и компоновка гидроузла**

Компоновка гидроузла включает в себя:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС русского типа;
- правобережная грунтовая плотина;
- левобережная бетонная плотина;
- выбор створа плотины.

### **6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины**

#### **6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения**

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, присвоен: II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации: II. [34]. По объёму водохранилища, присвоен: I. По установленной мощности: III.

В конечном счёте присваивается наивысший класс всему сооружению, в нашем случае это первый класс.

#### **6.2.2 Определение отметки гребня плотины**

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленных по формулам:

$$\nabla \Gamma \Gamma P = \nabla HPU + h_s, \quad (6.1)$$

где  $h_s$  – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1%;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,8$  м.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно [32]. Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра,  $k_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$ ;

$V=24$  м/с – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 5024$  м – длина разгона волны;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров  $\alpha = 0$ ;

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{177 - 137}{2} = 20 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{сет}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{24^2 \cdot 5024}{9,81 \cdot 24} = 0,036 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности для основного случая.

Вычислим безразмерные комплексы, взятые из [32]:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 5024}{24^2} = 85,56,$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{24} = 8829,$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t = 6$  ч.

Далее по графику [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ ) и значениям  $\frac{g \cdot t}{V}$  и  $\frac{g \cdot L}{V^2}$  определяются параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$ .

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,08, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,5, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,017, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4. \quad (6.8)$$

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ .

Следовательно:

$$\bar{h} = \frac{0,017 \cdot V^2}{g} = \frac{0,017 \cdot 24^2}{9,81} = 0,99 \text{ м}, \quad (6.9)$$

$$\bar{T} = \frac{1,5 \cdot V}{g} = \frac{1,5 \cdot 24}{9,81} = 3,67 \text{ с}. \quad (6.10)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{3,67^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 21,02 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d, \quad (6.12)$$

$20 > 10,51$  и , т.е. условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.13)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [34] в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V^2}$ .

При  $K_i = 2,1$  по формуле (6.13):

$$h_{1\%} = 2,1 \cdot 0,99 = 2,09 \text{ м.}$$

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением  $d \geq 2 \cdot h_{1\%}$ , определим по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.14)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые исходя из того, что конструкция крепления откосов – каменное, заложение верхового откоса грунтовой плотины равно 1 [34];

$k_{sp}$  – коэффициент, принимаемый по [34] в зависимости от скорости ветра и угла наклона откоса к горизонту;

$k_{run}$  – коэффициент, принимаемый по графикам [34] в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ , на глубокой воде и  $\operatorname{ctg} \varphi$ .

$$k_r = 0,8, k_p = 0,9, k_{sp} = 1,5.$$

По формуле (6.14):

$$k_{run} = 2,2 \text{ при } \bar{\lambda}_d/h_{1\%} = 9,9,$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 0,95 \cdot 1,5 \cdot 2,09 = 6,22 \text{ м.}$$

По формуле (6.2):

$$h_s = 6,22 + 0,036 + 0,8 = 7,06 \text{ м.}$$

По формуле (6.1):

$$\nabla \Gamma \Gamma P = \nabla HPU + h_s = 177 + 7,06 = 184,06 \text{ м.}$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем  $\nabla \Gamma \Gamma P = 184,06$  м.

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимаю большую из двух:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma \Gamma P, \quad (6.15)$$

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,6 \cdot H_{ct}, \quad (6.16)$$

где  $\nabla \Gamma B$  – отметка гребня водослива;

$H_{ct}$  – напор на гребне водослива, значения которого будет рассчитано в следующих пунктах.

### 6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчёт 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.

Расчтный максимальный расход для первого класса капитальности является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Данные для расчёта основного расчтного случая:

–  $Q=5800 \text{ м}^3/\text{с}$  при обеспеченности 0,1 %;

- $\nabla\text{НПУ} = 177,0 \text{ м};$
- $\nabla\text{УНБ}_{\min} = 137,47 \text{ м}.$

Данные для расчёта поверочного расчётного случая:

- $Q=6500 \text{ м}^3/\text{с}$  при 0,01% обеспеченности;
- $\nabla\text{ФПУ} = 178,0 \text{ м};$
- $\nabla\text{УНБ}_{\max} = 146,9 \text{ м}.$

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

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{\max} \cdot (n - 1) \cdot Q_{\text{ra}} = 5800 - (4 - 1) \cdot 239 = 5081 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

где  $Q_{\max}$  – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_s} = \frac{5081}{56,87} = 30,13 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $q_s$  – удельный расход на водосливе:

$$q_s = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 45,5 = 56,8 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.19)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB} = 5 \cdot 9,1 = 45,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.20)$$

где  $h_{HB} = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{дна} = 146,9 - 137 = 9,1 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Q = f(H)$  (рис. 1.1) при  $Q_{\text{осн. max}}$ ;

$[v_h] = 5 \text{ м}/\text{с}$  – неразмывающая скорость для известняка.

Ширина водосливного фронта  $B$  должна соответствовать стандартному ряду [8], поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Округляем  $B$  до 90 метров, принимаем  $n = 5$  количество пролетов по 18 метров.

#### 6.2.4 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{5081}{0,49 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,77 \text{ м.} \quad (6.21)$$

где  $m$  - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А,  $m = 0,49$  (рисунок 6.1.);

$B$  - принимается только для водосливного фронта без быков.

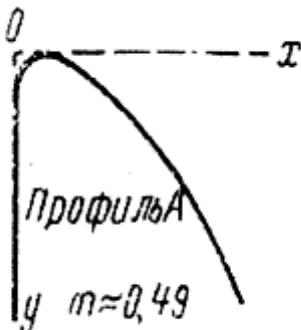


Рисунок 6.1 - Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{5081}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,045 \text{ м.} \quad (6.22)$$

где  $\sigma_{сж}$  –коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_n$  –коэффициент подтопления;

Коэффициент сжатия определяется по формуле Френсиса – Кригера:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{B} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{8,77}{18} = 0,95, \quad (6.23)$$

где  $\varepsilon$  –коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива (рисунок 6.2).

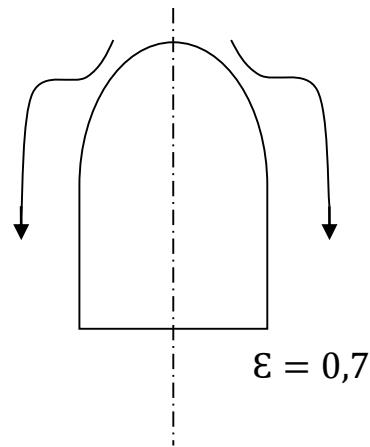


Рисунок 6.2 - Форма боковых устоев

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 9,04 - \frac{1,1 \cdot 1,35^2}{2 \cdot 9,81} = 8,94 \text{ м.} \quad (6.24)$$

где  $v_0$  – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$\begin{aligned} v_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot (B + (n - 1)\delta_B)} = \\ &= \frac{5081}{(177 - 137) \cdot (90 + (5 - 1) \cdot 3,5)} = 0,135 \text{ м/с,} \end{aligned} \quad (6.25)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем  $\alpha = 1,1$ ;

$\delta_B$  – толщина быка, равная 3,5 м.

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [32]:

$$H_{\text{ст}} = 9 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \Gamma \text{В} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 177,0 - 9 = 168 \text{ м.} \quad (6.26)$$

### 6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\max \text{ повер}} - Q_{\text{ГЭС}}, \quad (6.27)$$

где  $Q_{\max \text{ повер}}$  - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений.

$$Q_{\text{р.пов}} = 6500 - 4 \cdot 239,7 = 5541 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{5541}{0,49 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,31 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{5541}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,6 \text{ м,} \quad (6.29)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9,31}{18} = 0,95. \quad (6.30)$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая:

$$\begin{aligned} m_{\text{пов}} &= m \left[ 0,805 + 0,245 \frac{H}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \left( \frac{H}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right] = \\ &= 0,49 \cdot \left( 0,805 + 0,245 \cdot \frac{7,43}{8} - 0,05 \cdot \left( \frac{7,43}{8} \right)^2 \right) = \\ &= 0,472. \end{aligned} \quad (6.31)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1)\delta_B)} = \\ &= \frac{5541}{(178 - 137) \cdot (90 + (5 - 1) \cdot 3,5)} = 1,44 \text{ м/с,} \end{aligned} \quad (6.32)$$

где  $\nabla \Phi \text{ПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку  $\Phi \text{ПУ}$  – принимаем равной 138 м, которая в дальнейшем уточнится.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 9,6 - \frac{1,1 \cdot 1,44^2}{2 \cdot 9,81} = 9,48 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \Phi \Pi U_p = \nabla \Gamma B + H_{\text{нов}} = 168 + 9,48 = 177,5 \text{ м} < 178 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Расчётная отметка  $\nabla \Phi \Pi U$  оказалась меньше заданной, следовательно  $\nabla \Phi \Pi U = 178$  метров.

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле (6.16):

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 168 + 1,6 \cdot 9 = 182,4 \text{ м.}$$

Так как отметка  $\nabla \Gamma \Pi = \text{м}$ , то в конечном итоге принимаем высоту всего напорного фронта равным 184,06 м.

Вычисленные координаты для построения оголовка водослива представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 9$  м.

	y	x	y	x	y	x	y	Длины в метрах
0	1,008	8	2,048	16	9,88	24	22,592	
0,8	0,288	8,8	2,568	16,8	10,952	24,8	24,104	
1,6	0,056	9,6	3,152	17,6	12,064	25,6	25,656	
2,4	0	10,4	3,8	18,4	13,224	26,4	27,24	
3,2	0,048	11,2	4,512	19,2	14,352	27,2	28,872	
4	0,216	12	5,288	20	15,68	28	30,544	
4,8	0,48	12,8	6,112	20,8	16,976	28,8	32,248	
5,6	0,8	13,6	6,984	21,6	18,312	29,6	33,992	
6,4	1,168	14,4	7,896	22,4	19,696	30,4	35,768	
7,2	1,584	15,2	8,864	23,2	21,2	31,2	37,584	

### 6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рисунок 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Определяем критическую глубину:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{osn,max}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5081^2}{9,81 \cdot (90 + (5 - 1) \cdot 3,5)^2}} = 6,9 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна} = 177 - 137 = 40 \text{ м.} \quad (6.36)$$

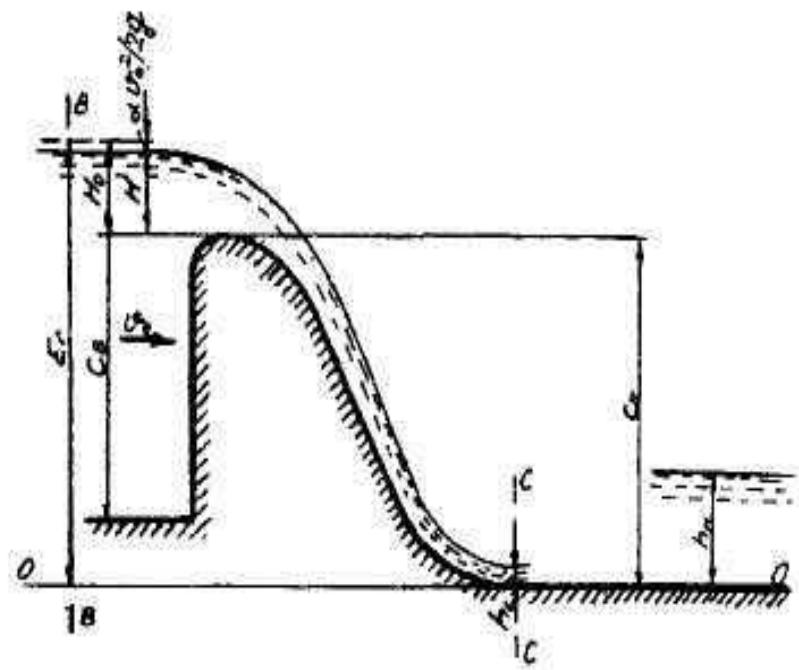


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{40}{6,9} = 5,8 \text{ м.} \quad (6.37)$$

По графику [33] определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $\tilde{h}_c$  – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,36$  и  $\tilde{\xi}_c = 2,2$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,36 \cdot 6,9 = 2,5 \text{ м}, \quad (6.38)$$

$$h_c'' = \xi_c^{-1} \cdot h_{kp} = 2,2 \cdot 6,9 = 15,2 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Глубина в НБ при  $Q_p=5081 \text{ (м}^3/\text{с)}$ ,  $h_{NB} = 9,1 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный ( $h_c'' > h_{NB}$ ).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижнем бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. В качестве гасителя энергии потока назначается сопряжение бьефов свободно отброшенной струей.

#### **6.4 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей.**

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{NBmax} + 2 = 9,1 + 2 = 11,1 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где  $h_{NBmax} = 9,1 \text{ м}$  — глубина в НБ при  $Q = 0,01\%$ .

Отметка носка:

$$\nabla HOC = \nabla DNA + a = 137 + 11,1 = 148,1. \quad (6.41)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla HPU - \nabla HOC = 177 - 148,1 = 28,9 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 28,9} = 22,62 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.43)$$

где  $\varphi$  — коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,95$ .

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{33,2}{22,62} = 1,46 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где  $q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B_{\text{полн}}} = \frac{5081}{89,33} = 33,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ .

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{22,62^2}{9,81 \cdot 1,46} = 35,7. \quad (6.45)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.46)$$

где  $K_a$  – Коэффициент аэрации,  $K_a = 0,9$ ;  
 $\alpha$  – угол наклона носка,  $\alpha = 35^\circ$ .

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} - h_{\text{НБ}} = 177 - 137 - 9,1 = 30,9 \text{ м.} \quad (6.47)$$

По формуле (6.41):

$$L = 0,9 \cdot 28,9 \cdot 0,95^2 \cdot \sin 2 \cdot 35 \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{30,9}{28,9} - 1 \right) \cdot \frac{1}{1^2 \cdot \sin^2 35}} \right) = 33 \text{ м.}$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$0,5 \cdot (\nabla \Gamma \Pi - \nabla \text{ДНА}) = 0,5 \cdot (184 - 137) = 23,5 \text{ м}, \quad (6.48)$$

$$L > 0,5 \cdot (\nabla \Gamma \Pi - \nabla \text{ДНА}), \quad (6.49)$$

$$33 > 23,5 \text{ м.}$$

Условие  $L > 0,5 \cdot (\nabla \Gamma \Pi - \nabla \text{ДНА})$  выполнено.

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.50)$$

$d$  – средняя крупность отдельностей, принимает  $d=0,5$  м.

Таким образом:

$$H_p = 21,7 - 9,1 = 12,6 \text{ м.}$$

Расстояние до размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\tan \alpha_1}, \quad (6.51)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{HB})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.52)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 35 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,46 \cdot \cos 35 + 10,07 - 9,1)}{22,62^2 \cdot \cos^2 35}} = 0,46,$$

$$L_1 = 33 + \frac{21,17}{0,46} = 79 \text{ м.}$$

Ширина ямы размыва:

$$b = 2,5h_{kp} + 3,7H_p, \quad (6.53)$$

$$b = 2,5 \cdot 6,9 + 3,7 \cdot 12,6 = 63,87 \text{ м.}$$

## 6.5 Конструирование бетонной плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу (рисунок 6.4).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

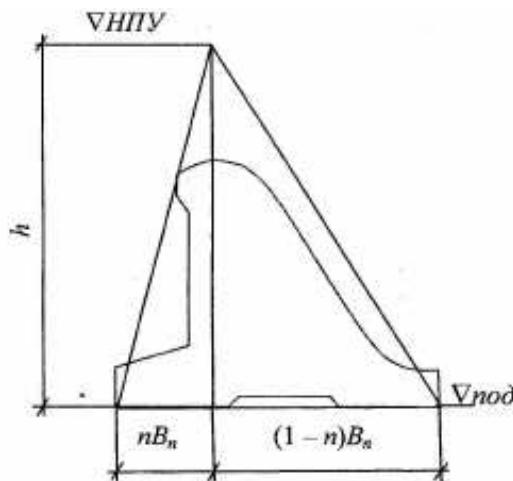


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины.

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

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w} (1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.54)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 177 - 135 = 42 \text{ м}. \quad (6.55)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla \text{под} = \nabla \text{дна} - (\delta_{\text{в}}) = 137 - 2 = 135 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где 2- глубина залегания подошвы.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left( \frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.57)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

$f$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для известняка 0,8.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Для нахождение  $n$  воспользуемся алгебраическими вычислениями путем приравнивания  $B_n^I$  и  $B_n^{II}$ . В результате получаем ширину подошвы  $B=36\text{м}$ .

## 6.6 Разрез плотины швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные (межсекционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

По опыту гидротехнического строительства на территории России ширина секций не должна превышать 20м.

Деформационные швы принимаем через 21,5 м.

Температурные швы для проектируемой плотины на скальном основании принимаем шириной 0,5 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,1 см.

## 6.7 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Согласно рекомендациям для затворов шириной 18 м, толщина быка принимается в диапазоне ( $0,12 \div 0,16$ ) ширины затвора либо больше. Для расчётной ширины водослива толщина быка составляет (2,26-2,88) м. С учетом конструктивного запаса на разрез, принимаем толщину быка равной 3,5 м.

Ширина и длина паза ремонтного затвора 0,5 м. Ширина паза рабочего затвора принимаем 0,8 м. Длина паза рабочего затвора принимаем равной 1,5 м.

Толщина быка между пазами 1,9 м.

## 6.8 Устои

Устои для проектируемой плотины предназначены для защиты, примыкающей к водосливу грунтовой плотины, и берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к грунтовой или берегу.

Устраиваем разделительные устои, задачей которых является защита потока в НБ за зданием ГЭС от сбойных течений, и устраиваем сопрягающий устой для сопряжения водосливной плотины с грунтовой.

## 6.9 Элементы подземного контура плотины

В скальное основание не возможна забивка шпунта. На скальных основаниях применяют цементационные завесы (для увеличения пути прохождения фильтрационного потока).

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}}, \quad (6.58)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта  $\Delta H_3 = 19,8$  (м);

$J_{cr,m}$  – критический градиент напора на завесе принимаем  $J_{cr,m} = 15$ ;

$$\delta_3 = \frac{19,7 \cdot 1,25}{15} = 1,64 \text{ м.}$$

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min}), \quad (6.59)$$

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot (177 - 137,47) = 19,8 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,10) \cdot B_n, \quad (6.60)$$

$$l_1 = 0,1 \cdot 36 = 3,6 \text{ м.}$$

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраивают дренажи.

Диаметр дренажа принимаем  $d = 0,2$  (м).

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}, \quad (6.61)$$

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 19,8 = 9,9 \text{ м.}$$

Расстояние от завесы до дренажа принимаем:  $l_2 = 7$  м.

## 6.10 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 20 м по высоте.

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размер смотровой галереи принимаем 2·3 м. В основании устроена галерея (совмещенная проездная и буровая) размером 3·4, для устройства дренажа и буровой установки.

## 6.11 Построение эпюры фильтрационного противодавления

Подземный контур плотины на скальном основании состоит из глубокой цементационной завесы и скважинного дренажа за ней или в случае слабо трещиноватой скалы только из дренажа.

На рисунке 6.5 представлены приведенные к действующему напору  $H_d$  значения напора по оси цементационной завесы  $H_{as}$  и дренажа  $H_{dr}$  при основном и особом сочетании нагрузок, при нормальной работе противофильтрационных и дренажных устройств.

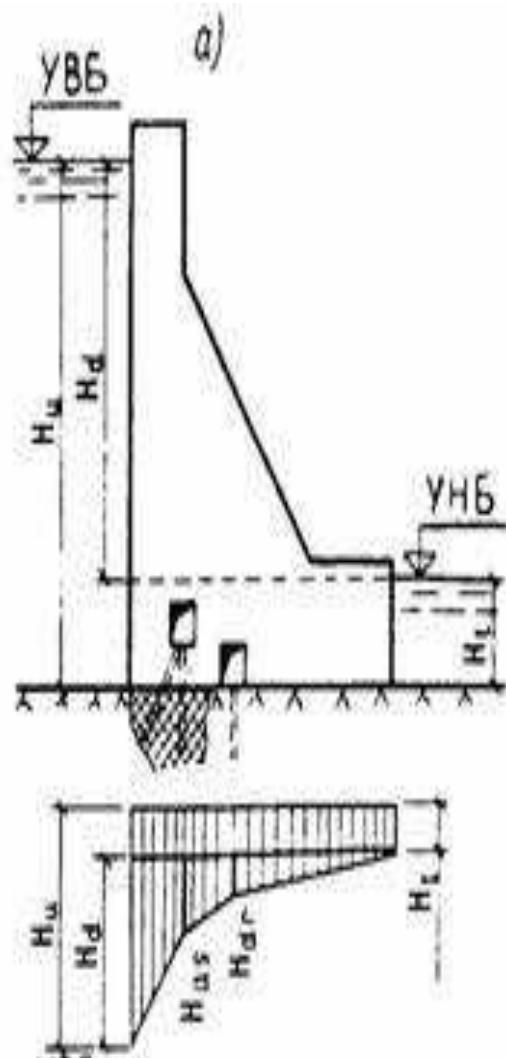


Рисунок 6.5 – Нагрузки на подошву плотины

Эпюры фильтрационного противодавления показаны на чертеже 2.

Напор на сооружение по формуле (6.58):

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 177 - 137,47 = 39,53 \text{ м.} \quad (6.62)$$

Определяем значения отношений  $\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4$ ;  $\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2$  (для I класса сооружений).

Напор действующий на цем. завесу:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 39,53 \cdot 0,4 = 16,8 \text{ м.} \quad (6.63)$$

Напор действующий на дренаж:

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 39,53 \cdot 0,2 = 8,4 \text{ м.} \quad (6.64)$$

Эпюры фильтрационного противодавления показаны на чертеже 2.

## 6.12 Статические расчёты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

### 6.12.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$$S_{пл} = 785 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{785 \cdot 18 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{18 + 3,5} = 15473 \text{ кН/м.} \quad (6.65)$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$S_{пл} = 294 \text{ м}^2,$$

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{294 \cdot 3,5 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{18 + 3,5} = 1126 \text{ кН/м.} \quad (6.66)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.67)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (178 - 168 + 0,5) \cdot 18 = 189 \text{ м}^2. \quad (6.68)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 189\sqrt{189} \cdot 9,81 = 1401 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{расч} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1401}{18 + 3,5} = 65 \text{ кН/м.} \quad (6.69)$$

### 6.12.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 42^2}{2} = 8820 \text{ кН/м,} \quad (6.70)$$

где  $H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под. ВБ} = 177 - 135 = 42 \text{ м.}$

с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 2,47^2}{2} = 28,08 \text{ кН/м,} \quad (6.71)$$

где  $H_H = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{под. ВБ} = 137,47 - 135,00 = 2,47 \text{ м.}$

### 6.12.3 Фильтрационное и взвешенное давление

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы:

$$p_{взв} = p_w \cdot g \cdot h_1, \quad (6.72)$$

где  $h_1 = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{под.} = 137,47 - 135 = 2,47 \text{ м.}$

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{взв} = S_{\text{эп}} \cdot p \cdot g = 108,8 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1067 \text{ кН,} \quad (6.73)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления, действующего на подошву плотины =108,8 м<sup>2</sup> (определена в программе AutoCad).

В качестве воздействия на плотину учитывают эпюру фильтрационного давления, действующего на подошву плотины:

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot p \cdot g = 250 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 2452,5 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где  $S_{\text{эп}}$  –площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины =250 м<sup>2</sup> (определена в программе AutoCad).

#### 6.12.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \gamma_w h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 2,09 \cdot \left( \frac{21,02}{3,14} + \frac{0,65}{2} \right) = \\ &= 73,4 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.75)$$

где -  $h_0$  по формуле (6.76):

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,09^2}{21,02} = 0,65 \text{ м}. \quad (6.76)$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$ :

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{21,02}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,09 = 2,56 \text{ м}. \quad (6.77)$$

#### 6.12.5 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «–», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.2, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [6].

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			сила, кН	плечо, м	момент ,кН·м
Tв	1	→	8820	14,3	126420
Tн	1	←	29,2	0,82	-23,9
Gпл	0,95	↓	15473	3,83	-59261
Gб	0,95	↓	1126	5,8	-6531
Wвзв	1	↑	889,2	0	0
Qз	0,95	↓	65	12,44	-810
Eн	1,2	→	22,06	4	105,88
Wволн	1	→	126	2,56	322
Wф	1	↑	2780	9,33	25937
Eгп	0,8	←	879	1,5	-1055
N			12994		
$\Sigma M$			61103		

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{12994}{36} + \frac{6 \cdot 61103}{36^2} = -90,06 \text{ кН/м}^2, \quad (6.78)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$b$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -10 \cdot 42 \cdot 1 = -420 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (6.79)$$

где  $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;

$H_d^u$  – напор над расчётым сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 42 + 78) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.80)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -94 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 42 \cdot 0 = \\ &= -90,06 \text{ кН/м}^2.\end{aligned}\quad (6.81)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 42 = -420 \text{ кН/м}^2. \quad (6.82)$$

Для низовой грани аналогично по формулам (6.78) -(6.82):

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{12994}{36} - \frac{6 \cdot 61103}{36^2} = -643,8 \text{ кН/м}^2.$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -643,8 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 2,47 \cdot (1 - 0,75^2) \\ &= -373 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}$$

где  $m_t = \operatorname{ctan} \alpha_2$ , где  $\alpha_2 = 53^\circ$  – угол между низовой гранью и вертикалью;  
 $H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 2,47 - 643,8) \cdot 0,75 = 464 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжение:

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -643 \cdot (1 + 0,75^2) + \\ &+ 10 \cdot 2,47 \cdot 0,75^2 = -992 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2,47 = -24,7 \text{ кН/м}^2.$$

Все найденные напряжения представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	напорная грань	низовая грань
$\sigma_y$ , кН/м <sup>2</sup>	-94,06	-643
$\sigma_x$ , кН/м <sup>2</sup>	-420	-372
$\tau_{xy}$ , кН/м <sup>2</sup>	-0	464
$\sigma_1$ , кН/м <sup>2</sup>	-94,06	-24,7
$\sigma_3$ , кН/м <sup>2</sup>	-420	-92

## 6.13 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b , \quad (6.83)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы  $\gamma_{cd} = 1$ ;

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 992}{1} = 1240 \text{ кН/м}^2 . \quad (6.84)$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В=3,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2100 \text{ кН/м}^2$ ,

$$2100 \text{ кН/м}^2 \geq 1134 \text{ кН/м}^2.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0 ,$$

$$-78,06 \text{ кН/м}^2 < 0. - \text{условие выполнено.}$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,2 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u . \quad (6.85)$$

Проверка:

$$94,06 \text{ кН/м}^2 \geq 84 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

## 6.14 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

В расчете устойчивости плотины следует учитывать действующее гидростатическое давление и горизонтальную составляющую гидростатического давления с НБ:

с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_b \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 2,28^2}{2} = 26 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.86)$$

$$H_H = \nabla U_{\text{НБ}}_{min} - \nabla \text{под. НБ} = 100,28 - 98 = 2,28 \text{ м.}$$

Результаты расчета краевых напряжений, действующих на плотину представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай
			сила, кН
Тв	1	→	9245
Th	1	←	57,8
Gпл	0,95	↓	12053
Gб	0,95	↓	3282
Wвзв	1	↑	1067
Qз	0,95	↓	47,5
Eh	1,2	→	22,06
Wволн	1	→	27
Egp	0,8	←	879
Wф	1	↑	2452,5

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

для основного случая:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.87)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_B - W_{\text{взв}} - W_\phi + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (11450 + 3117 - 2452 + 45 - 1067) \cdot 0,8 + 100 \cdot 32 = \\ &= 12074 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.88)$$

где  $\tan\varphi = 0,8$  – внутреннее трение для грунта основания (диорит);  
 $c = 100 \text{ кН}/\text{м}^2$  – сцепление для диорита;  
 $\omega = B_n \cdot 1 = 32 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_e - T_h + W_{\text{вол}} + W_3 = 9245 - 58 + 27 + 26,5 - 703 \\ = 8538 \text{ кН}/\text{м}. \quad (6.89)$$

Таким образом условие на сдвиг по формуле (6.87):

$$\frac{12074 \cdot 0,95}{8538 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$1,34 \geq 1,2.$$

После проведения расчетов и анализа полученных значений значений можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость и надежность в эксплуатации.

## **7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Чарской 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 Чарской ГЭС 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 проектирований, 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. Для контроля состояния основных сооружений Чарской ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

### **7.2 Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, 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, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ 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, техники безопасности 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 по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, 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, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также 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.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных

уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых 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;
- 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 ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию 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, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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.

## **7.3 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

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;
- 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.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Чарской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Чарскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

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 дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчераами - 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 устанавливаются дренчерные оросители.

## 7.4 Охрана природы

### 7.4.1 Общие положения

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы. Экологическая безопасность относится к центральным требованиям при эксплуатации ГЭС.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Чарской ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидроооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании Чарской ГЭС на реке Чара являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52– ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);
- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200–ФЗ (ред. от 01.05.2016);
- Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 года N 136–ФЗ (ред. от 23.05.2016);
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Чарской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение населения из зоны затопления.

## **8 Определение технико-экономических показателей**

### **8.1.1 Оценка объемов продаж**

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Электроэнергия это уникальный товар, так как она не может быть накоплена и её реализация должна осуществляться мгновенно, по мере производства. В результате этого рынок электроэнергии разделяется на такие составляющие как: «Рынок регулируемых договоров», «Рынок на сутки вперед» и «Балансирующий рынок». Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

**Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации**

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования (годы)		
		2019 г.	2020 г.	2021 г.
Установленная мощность	МВт	316	316	316
Число часов использования установленной мощности	Часы	5600,00	5600,00	5600,00
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1325520,00	1325520,00	1325520,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	13255,20	13255,20	13255,20
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1312264,80	1312264,80	1312264,80
Тариф на электроэнергию	Руб./ МВт·ч	970,00	1007,00	1042,00
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	106,07	110,12	113,94
НДС к выручке	Млн.руб.	16,18	16,79	17,38

График выручки от реализации электроэнергии за весь период действия проекта представлен на рисунке 8.1.

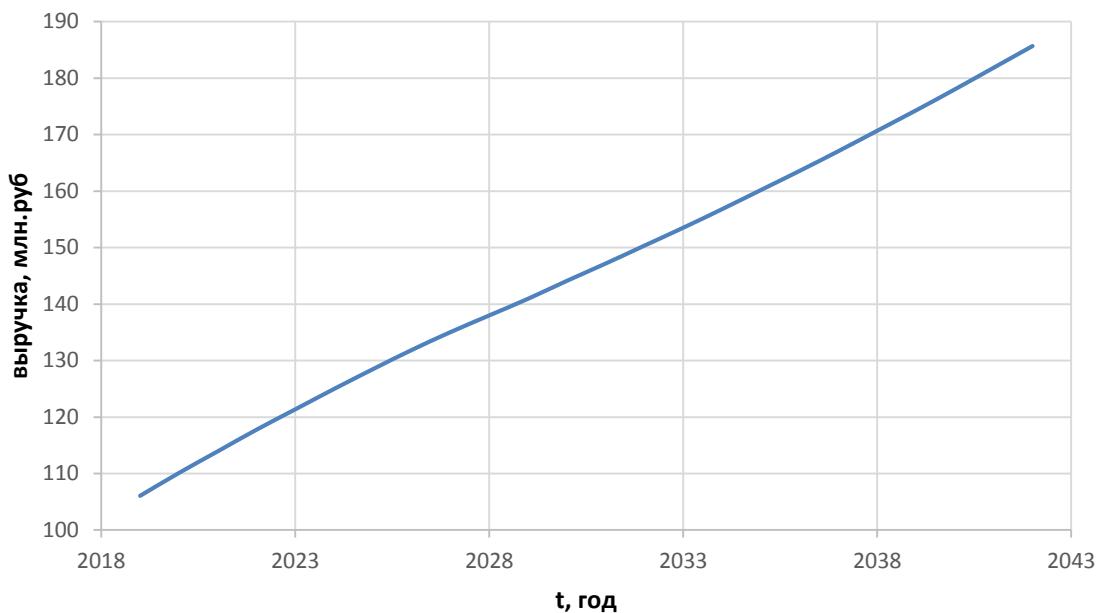


Рисунок 8.1 – Динамика выручки от реализации продукции, млн. руб

### 8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

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 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 и 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 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка (тыс.руб/МВт)	Величина, млн.руб.
ФОТ	255,2	80,54
Прочие	274,0	86,47
Итого по ГЭС		167,01

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости.

Удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1-5	0,06
От 6-15	0,09
От 16-20	0,14
От 20	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135380 руб. за 1 МВт	42,7
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб. за 1 МВт.ч	2,99
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб. за 1 МВт.ч	0,86
Итого		46,5

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

Текущие затраты по гидроузлу 2019-2022 год приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации, миллионы рублей

Наименование	2019	2020	2021	2022
амортизационные отчисления	154,56	154,56	154,56	154,56
расходы на страхование	33,72	32,23	30,75	29,27
эксплуатационные затраты	167,02	167,02	167,02	167,02
расходы на ремонт производственных фондов	50,58	48,35	46,13	32,92
расходы на услуги регулирующих компаний	43,99	45,77	46,59	46,59
налог на воду	3,70	9,83	13,11	13,11
итого	419,84	425,53	427,39	414,19

Структура текущих затрат показана на рисунке 8.2.



Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат, %

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы – это совокупность сумм, недополученных центральным и местными бюджетами в результате установления налоговых льгот и преференций.

Учтены следующие налоговые расходы:

- Налог на прибыль – 20% от суммы прибыли;
- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34% от величины фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества;
- Налог на воду за 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб. за 1 МВт<sup>\*</sup>ч произведенной и отпущененной электроэнергии.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2020-2023 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Миллионы рублей

Налоги	2020	2021	2022	2023
Налог на прибыль	295,88	428,77	446,23	462,63
НДС	17,17	446,23	461,33	475,48
Взносы в социальные фонды	23,54	23,54	23,54	23,54
Налог на имущество	410,54	969,11	998,27	1025,43

Структура налоговых расходов показана на рисунке 8.3.

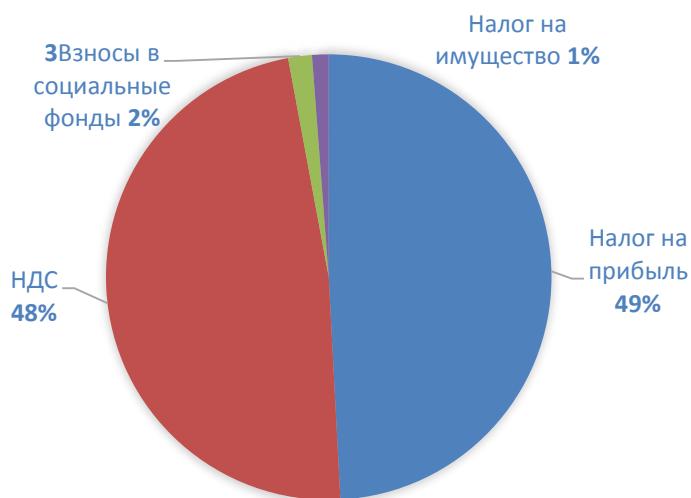


Рисунок 8.3 – Структура налоговых расходов, %

## 8.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль – положительная разница между суммарными доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Чарской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единицы измерения	Интервалы планирования			
		2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто)	млн. руб.	1908,29	2486,14	2569,94	2648,08
Текущие расходы	млн. руб.	425,53	427,39	414,19	412,52
EBITDA (Валовая прибыль)	млн. руб.	1482,76	2058,75	2155,74	2235,55
Скорректированный налог на прибыль	млн. руб.	296,55	411,75	431,15	447,11
NOPAT(Чистая прибыль)	млн. руб.	1186,21	1647,00	1724,59	1788,44
<u>Справочно:</u> Ставка налога на прибыль		20	20	20	20

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.4

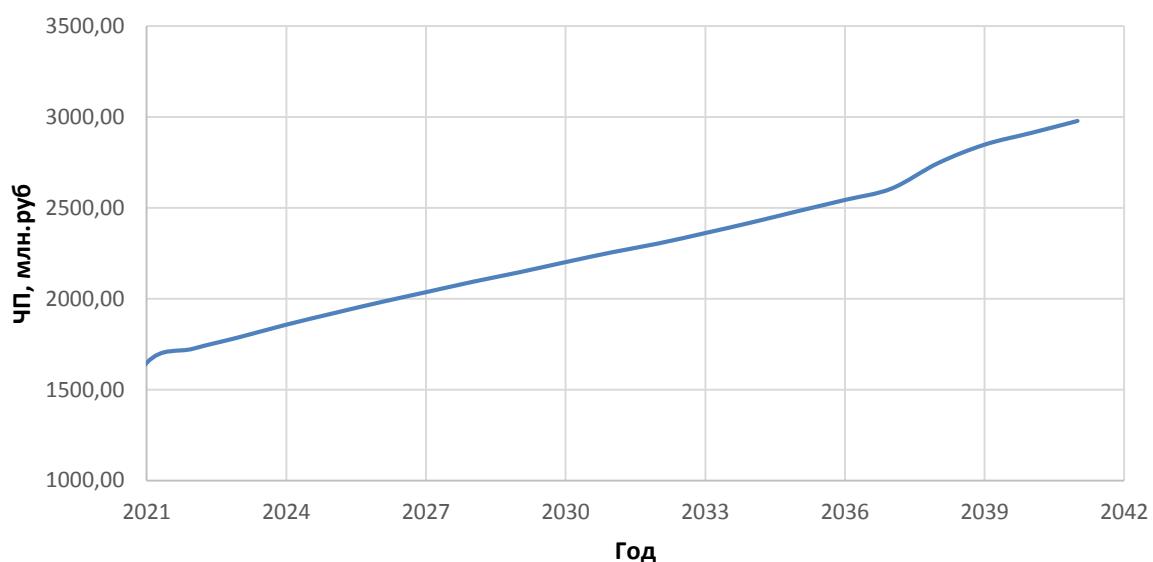


Рисунок 8.4 – Динамика чистой прибыли, млн. руб

## **8.3 Оценка инвестиционного проекта**

### **8.3.1 Методология и исходные данные**

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д. Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике на стадии перед ТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

– Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert фирмы ExpertSystem. Для целей эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

– Период прогнозирования для Чарской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования

– Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на первый квартал 2017 года.

### **8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта**

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта – является расчет показателей, представленных в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Чарской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - РВ, мес	70
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	10048,8
Индекс прибыльности - PI	3,58
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	34,21
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб/кВт	97704

### **8.3.3 Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2019	2020	2021	2022
Налоговые поступления, млн. руб.	130,29	420,52	982,36	1011,52
В Федеральный бюджет, млн. руб.	40,98	346,42	911,65	944,21
В региональный бюджет, млн. руб.	89,17	73,95	70,56	67,17

### **8.4 Анализ чувствительности**

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта (инвестиционные затраты, приток денежных средств, ставка дисконтирования, операционные расходы и т.д.) на его конечные характеристики, в качестве которых, как правило, используется IRR или NPV.

Для анализа чувствительности инвестиционного проекта главное – это оценить степень влияния изменения каждого (или их комбинации) из исходных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в инвестиционном проекте.

Результаты анализа чувствительности учитываются при сравнении взаимозаменяемых и не взаимозаменяемых, с ограничением по максимальному бюджету инвестиционных проектов.

Анализ чувствительности сам по себе не изменяет факторы риска.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки налогов приведена на рисунках 8.6 – 8.8.

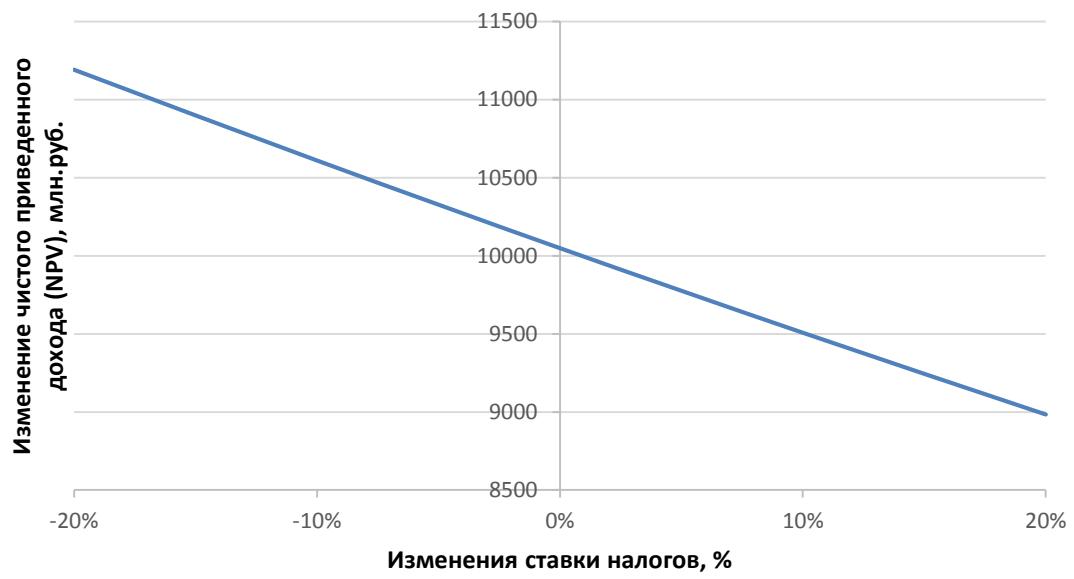


Рисунок 8.6 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки налогов

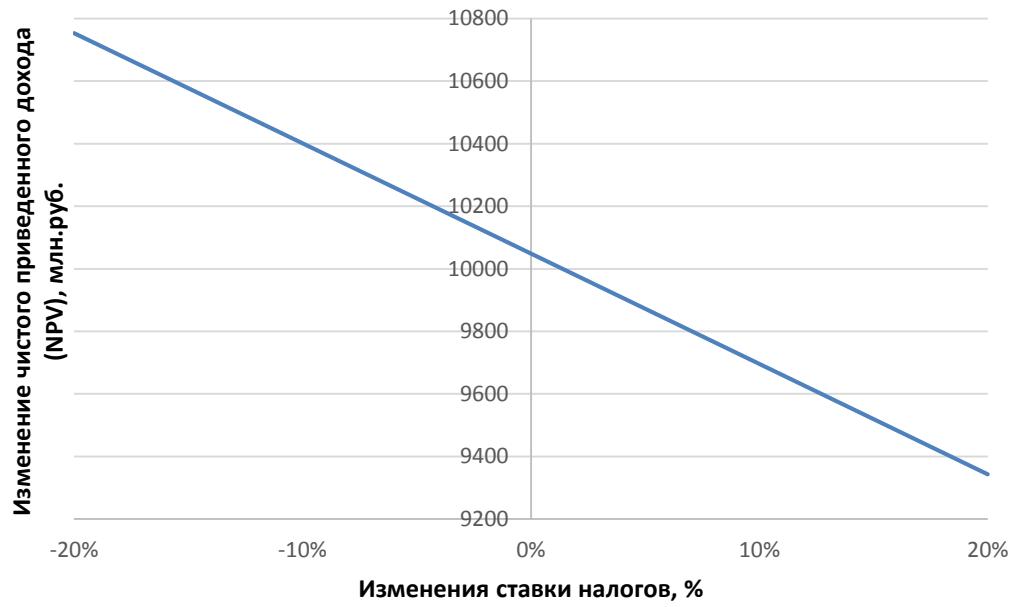


Рисунок 8.7 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения объема инвестиций

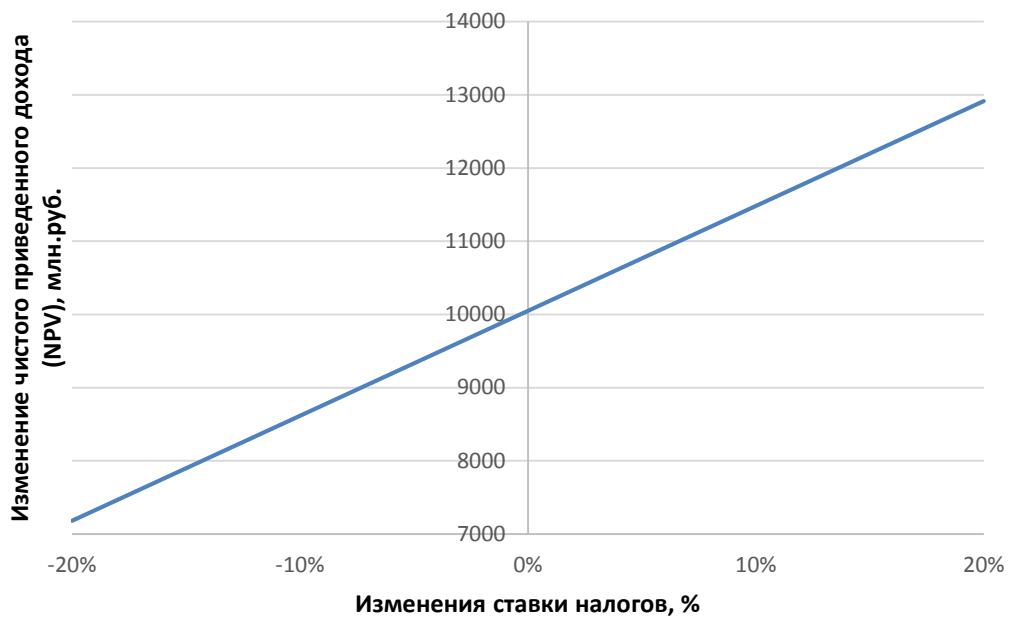


Рисунок 8.8 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения объёма инвестиций

По данному графику видно, что увеличение цены сбыта влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

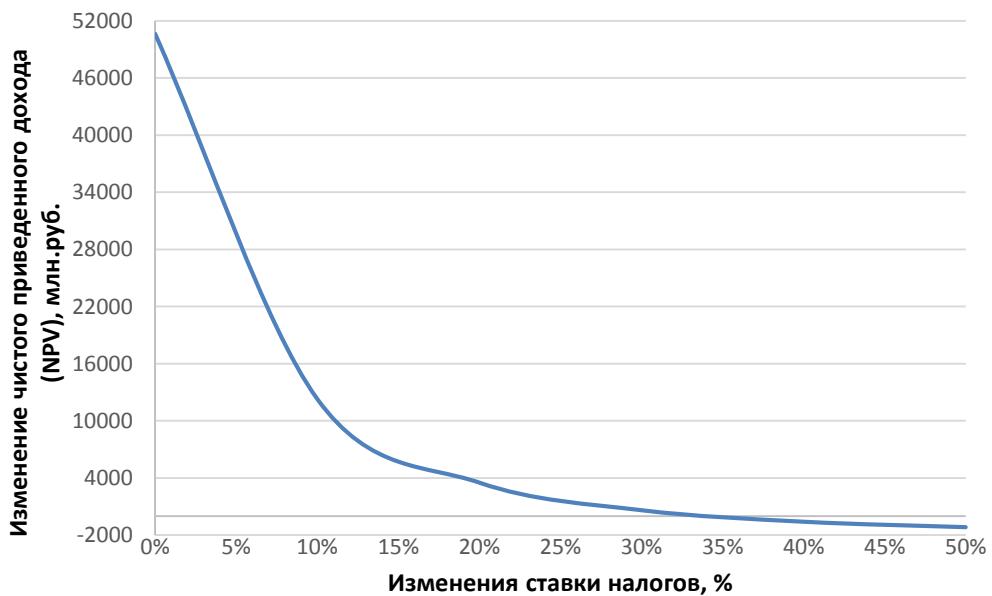


Рисунок 8.9 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки дисконтирования

По данному графику видно, что с увеличением ставки дисконтирования уменьшается чистая приведенная стоимость.

## **9 Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы**

### **9.1 Область применения**

Стандарт устанавливает правила продления срока службы основного оборудования гидроэлектростанций (ГЭС) на стадии его эксплуатации и регулирует отношения, возникающие в процессе мероприятий, проводимых с целью продления срока службы основного оборудования ГЭС после выработки срока службы, установленного изготовителем оборудования или нормативными техническими документами.

Требования настоящего Стандарта распространяются на следующие виды основного оборудования ГЭС:

- гидротурбинные установки;
- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы.

Настоящий Стандарт предназначен для применения гидрогенерирующими компаниями (эксплуатирующими организациями) [далее – компании (организации)], организующими процесс мероприятий по продлению срока службы оборудования, а также для применения:

– проектными, конструкторскими, научно-исследовательскими и иными организациями, привлекаемыми названными выше компаниями (организациями) для выполнения работ (предоставления услуг) с целью обоснования правомерности дальнейшей эксплуатации или реконструкции объектов;

– промышленными и иными организациями, осуществляющими поставку оборудования (элементов оборудования), монтаж, наладку, ремонт, реконструкцию объектов, в любой форме привлекаемыми к участию в реализации принятых решений по продлению срока службы или по замене оборудования.

Настоящий Стандарт устанавливает требования к:

- формированию рабочих органов для осуществления действий (процедур), связанных с продлением срока службы основного оборудования;
- срокам начала и окончания процедур;
- объему подготовительных работ по выявлению технического состояния основных узлов и механизмов;
- оценке соответствия рабочих характеристик (параметров) оборудования проектным требованиям и требованиям действующих НТД;
- объему технических обследований (испытаний) при оценке технического состояния оборудования;
- оценке соответствия оборудования требованиям безопасной эксплуатации;

- критериям (показателям), определяющим возможность продления срока службы;
- технической и распорядительной документации для оформления продления срока службы основного оборудования.

Настоящий Стандарт устанавливает правила в сфере обоснования технических решений, и не регулирует вопросы принятия управленческих решений в компаниях (организациях) в части, относящейся к компетенции их экономических и финансовых подразделений.

Настоящий Стандарт должен применяться для пересмотра срока полезного использования оборудования после проведенной реконструкции, модернизации, расширенного капитального ремонта.

Требования настоящего Стандарта обязательны для применения организациями, присоединившимися к настоящему Стандарту в установленном порядке на добровольной основе; в иных случаях соблюдение требований настоящего Стандарта другими субъектами хозяйственной деятельности должно быть предусмотрено в договоре (контракте) между заказчиком – субъектом применения настоящего Стандарта и исполнителем заказываемых работ, услуг, изготовителем (поставщиком продукции).

Настоящий Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и стандартов, содержащих не примененные в настоящем Стандарте требования, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных накоплением новых знаний по контролю технического состояния оборудования.

## **9.2 Цель технического освидетельствования**

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации электрооборудования, выполнение действующих правил, инструкций и других НТД, мероприятий по предупреждению технологических нарушений и несчастных случаев.

Выявление возможных дефектов (и повреждений) во всех элементах электрооборудования, оценка его технического состояния после длительной эксплуатации, определение степени износа и остаточного ресурса его основных систем и комплектующих узлов, составление карты дефектов и заключения о его техническом состоянии.

Разработка рекомендации по объему ремонтных работ и режиму дальнейшей эксплуатации, необходимых для продления срока службы электрооборудования.

Определение возможности продления срока безопасной эксплуатации электрооборудования, и срока проведения следующего технического освидетельствования.

## **9.3 Правила продления срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации**

### **9.3.1 Требования к сроку службы основного оборудования**

Соответствии с СТО 17330282.27.010.002-2008 по достижении срока службы, установленного в стандартах, проектной, конструкторской и эксплуатационной документации (далее – нормативной документации), дальнейшая эксплуатация оборудования без проведения работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса не допускается.

Национальные стандарты РФ (ГОСТ) не ограничивают во времени срок эксплуатации. После достижения оборудованием полного срока службы, установленного ГОСТ, его безопасность должна быть подтверждена в части соответствия его характеристик требованиям по безопасной эксплуатации, установленным нормативной документацией.

Настоящий Стандарт устанавливает следующие сроки службы, при достижении которых должны быть проведены процедуры по оценке технического состояния оборудования, принятые решения по допустимости, параметрам и условиям его дальнейшей эксплуатации или по прекращению эксплуатации, оформлена соответствующая документация:

- для гидротурбин, изготовленных до 01.01.91 срок службы 30 лет, после 01.01.91 – 40 лет;
- для гидрогенераторов – 40 лет;
- для трансформаторов, изготовленных до 01.01.2007 г. – 25 лет.

Приведенными нормами надлежит пользоваться при отсутствии соответствующих норм в нормативной документации.

Решение о продлении срока службы оборудования или о прекращении его эксплуатации принимает гидрогенерирующую компанию на основании организуемых ею процедур, проводимых по изложенным ниже правилам с привлечением, при необходимости, проектной (конструкторской) организации, организации-изготовителя оборудования и специализированных организаций.

### **9.3.2 Формирование рабочих органов для осуществления действий, связанных с продлением срока службы основного оборудования**

Для осуществления действий, связанных с продлением срока службы основного оборудования ГЭС, приказом гидрогенерирующей компании должны быть созданы специальные рабочие органы – комплексные рабочие группы (КРГ) и экспертно-технические комиссии (ЭТК).

КРГ должны быть созданы по каждому из видов оборудования, отработавшего свой срок (гидротурбинам, гидрогенераторам,

трансформаторам).

Председателем КРГ назначается технический руководитель ГЭС. В состав КРГ по каждому виду оборудования должны быть включены специалисты соответствующих подразделений ГЭС и гидрогенерирующей компании.

На основании материалов обследования, выполненного в соответствии с Программой, КРГ должна подготовить заключение о состоянии оборудования в соответствии с пунктом 7.1 настоящего Стандарта и проект решения о возможности продления срока службы.

ЭТК формируется из специалистов гидрогенерирующей компании, представителя ГЭС, и (по согласованию) представителей государственных надзорных органов, специализированных организаций, системного оператора, организации-изготовителя, проектной организации. Процедура по оформлению продления срока службы основного оборудования производится в соответствии с пунктом 6.2 настоящего Стандарта и СТО 17330282.27.010.002-2008.

Функции КРГ и ЭТК в конкретных условиях могут быть совмещены.

#### **9.4 Этапы и объем необходимых работ по продлению срока службы основного оборудования**

Установление необходимости и планирование проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации.

Разработка программы проведения работ. Программа работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации оборудования разрабатывается в соответствии с требованиями настоящего Стандарта и действующей нормативной документации, с учетом особенностей и специфики эксплуатации конкретных видов оборудования. Программа работ должна предусматривать:

- сбор, анализ и обобщение имеющейся на начало работ информации о состоянии и надежности оборудования. Особое внимание следует при этом уделять подготовке сведений об оборудовании, не удовлетворяющем требованиям безопасности и надёжности по результатам диагностирования. В сведениях должна быть приведена достоверная информация о состоянии оборудования, его соответствии требованиям безопасности и надежности, установленным в нормативных документах. Ответственность за полноту и достоверность представляющей информации несет технический руководитель гидроэлектростанции, эксплуатирующей оборудование.

- проведение по специальным методикам технического обследования основного оборудования с целью оценки его технического состояния, при этом оценка состояния гидротурбин и гидрогенераторов производится в соответствии с СТО 17330282.27.140.001-2006.

- разработка отчетных документов по результатам выполненных работ;

- разработка плана корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования на продлеваемый период (при необходимости);
- проведение корректирующих мероприятий, предусмотренных решением о возможности продления срока службы оборудования;
- подготовка решения о возможности продления срока службы (срока полезного использования) оборудования;
- подготовка дополнительных требований в инструкции по эксплуатации;
- разработка программы контроля состояния основного оборудования на продлеваемый период его эксплуатации.

## **9.5 Требования к качеству**

Компетентность испытательных лабораторий, проводящих специальные исследования оборудования и материалов, должна соответствовать требованиям ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025.

Требования к специализированным (экспертным) организациям, приглашаемым для проведения работ по оценке состояния и необходимым испытаниям оборудования должны соответствовать требованиям ГОСТ Р ИСО 9001 и предусматривать наличие у них:

- нормативно-разрешительной документации на выполнение работ (услуг);
- документов, устанавливающих сферу их деятельности;
- квалифицированного персонала;
- необходимого инструмента, оборудования и оснастки;
- документированных систем входного контроля качества и количества сырья, материалов, комплектующих и готовых изделий; выходного контроля и испытаний; организации работы, в том числе договоров со смежниками (субподрядчиками); менеджмента качества или другой системы управления; управления экологической безопасностью (при необходимости).
- 

## **9.6 Порядок проведения технического освидетельствования**

### **9.6.1 Техническое освидетельствование электрооборудования**

При истечении нормативного срока эксплуатации, а в дальнейшем не позднее срока, установленного в результате последнего технического освидетельствования;

По предписанию органов государственного контроля и надзора после аварий, несчастных случаев, связанных с эксплуатацией данного оборудования.

Техническое освидетельствование производится комиссией энергообъекта, возглавляемой техническим руководителем энергообъекта или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений энергообъекта, представители служб управления ОАО «НТЭК», представители органов государственного надзора и контроля и при необходимости, специалисты специализированных организаций и/или других служб ОАО «НТЭК».

Техническое освидетельствование оборудования осуществляется в соответствии с графиком (Приложение 2), утвержденным техническим руководителем ОАО «НТЭК». При разработке графиков технического освидетельствования учитывается, что решение о возможности/невозможности дальнейшей эксплуатации электрооборудования должно быть принято до истечения нормативного срока.

Ответственность за своевременность проведения технического освидетельствования возлагается на технического руководителя энергообъекта, контроль своевременности проведения технического освидетельствования возлагается на Службу промышленной безопасности и охраны труда (СПБ и ОТ) ОАО «НТЭК».

Техническое освидетельствование не заменяет плановых технических обслуживаний, ремонтов, реконструкций, при этом техническое освидетельствование может проводиться одновременно с капитальным ремонтом электрооборудования.

### **9.6.3 Наружный осмотр визуальный контроль**

Визуальный контроль электрооборудования проводят с целью выявления изменений формы его отдельных узлов, поверхностных дефектов в материале и сварных соединениях, образовавшихся в процессе эксплуатации (трещин, коррозионных и эрозионных повреждений, деформаций и пр.).

Поверхности электрооборудования перед контролем очищаются от загрязнений, препятствующих проведению контроля.

Создаются условия для безопасного производства контрольных работ, в том числе, при необходимости, устанавливаются ограждения, подмостки или другие вспомогательные устройства, обеспечивающие оптимальный доступ к контролируемому оборудованию.

Визуальный контроль проводят невооруженным глазом и (или) с применением визуально-оптических приборов.

Визуальный контроль может выполняться в соответствии с Картами (схемами) визуального контроля, которые разрабатываются в составе Программы технического освидетельствования. В картах (схемах) указываются место проведения контроля, схемы контроля, нормы оценки.

При визуальном контроле производится:

- Проверка комплектности и соответствия обследуемого электрооборудования эксплуатационной и конструкторской документации.
- Проверка наличия заводских табличек на электрооборудовании.
- Соответствие фактических условий эксплуатации электрооборудования проектным.
- Проверка состояния запорных механизмов и механических блокировок.
- Обследование состояния смотровых отверстий.
- Оценка степени износа, коррозии (расслоения) металла, оценка механических повреждений отдельных узлов электрооборудования.
- Проверка качества соединений элементов металлических конструкций (сварных, болтовых, шарнирных и др.).

При обнаружении признаков наличия трещин в металлических конструкциях или сварных швах, электрооборудование подвергают дополнительной проверке с помощью неразрушающих методов контроля:

- ультразвуковой контроль (исследование поверхностных и внутренних плоскостных (трещины) и объемных дефектов, определение координат и расположения дефектов);
- контроль проникающими веществами (определение наличия трещин, характера их развития по поверхности детали, определение негерметичных мест оборудования);
- тепловизионный контроль (контроль нагрева отдельных частей работающего электрооборудования для выявления скрытых дефектов, в том числе – дефектов изоляции).
- 

#### **9.6.4 Испытания на соответствие фактического состояния электрооборудования заводским, проектным или нормативным параметрам:**

Объем испытаний электрооборудования при проведении технического освидетельствования устанавливается настоящей Инструкцией.

В случаях выхода значений определяемых при испытаниях параметров за установленные пределы для выявления причин этого, а также при необходимости более полной оценки состояния электрооборудования в целом и (или) его отдельных узлов, разрешается проведение дополнительных испытаний и измерений, не указанных в настоящей Инструкции.

При проведении в процессе технического освидетельствования дополнительных испытаний и измерений в паспорт оборудования должны быть занесены причины, вызвавшие необходимость их проведения, и результаты этих испытаний и измерений. Результаты дополнительных испытаний и исследований разрешается не вносить в паспорт, если в нем сделана ссылка на соответствующие протоколы и формуляры, которые в этом случае прикладываются к паспорту.

Порядок проведения испытаний электрооборудования, уровень испытательных воздействий устанавливаются РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования». Шестое издание. РАО «ЕЭС России». Утверждены 08.05.1997, внесены изменения № 1, 2, утвержденные 10.01.2000 и 22.08.2000.

Предельно допустимые значения контролируемых параметров устанавливаются, следующими документами:

- РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования»;
- проектно-конструкторская документация;
- документация завода-изготовителя.

В качестве исходных значений контролируемых параметров при проведении технического освидетельствования электрооборудования принимаются значения, полученные по окончании последнего ремонта (реконструкции), при отсутствии данных – значения, указанные в паспорте (протоколе) заводских испытаний или определенные испытаниями при вводе в эксплуатацию данного электрооборудования.

Техническое состояние электрооборудования определяется:

- сопоставлением измеренных при испытаниях значений параметров электрооборудования с их исходными значениями и оценкой имеющих место различий по указанным в Нормах допустимым изменениям
- по совокупности результатов всех проведенных испытаний, измерений, осмотров.

Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) рассматривается как признак наличия дефектов, которые могут привести к отказу оборудования.

Испытания электрооборудования должны производиться с соблюдением требований действующих правил техники безопасности.

## **9.7 Требования безопасности при проведении технического освидетельствования**

При проведении технического освидетельствования электрооборудования необходимо соблюдать правила безопасности в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Лицо, ответственное за соблюдение правил безопасности при проведении технического освидетельствования, назначается в установленном в ОАО «НТЭК» порядке.

## **9.8 Анализ и оформление результатов технического освидетельствования**

Анализ результатов технического освидетельствования позволяет:

- выявить причины повреждений отдельных частей и конструкций, прогнозировать скорость их износа и определить остаточный ресурс электрооборудования в целом;
- оценить эффективность действующей на предприятии системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования;
- прогнозировать техническое состояние электрооборудования в перспективе для принятия решения о возможности и целесообразности продления срока эксплуатации.

По результатам анализа результатов технического освидетельствования электрооборудования принимается одно из решений:

- продолжение эксплуатации на установленных параметрах;
- продолжение эксплуатации с ограничением параметров;
- ремонт;
- доработка (реконструкция);
- использование по иному назначению;
- вывод из эксплуатации.

Решение комиссии по проведенному техническому освидетельствованию оформляется в виде Акта (Приложение 4) и Ведомости основных параметров электрооборудования (Приложение 5).

Акт технического освидетельствования, подписанный членами комиссии, является основным документом, регламентирующим дальнейшую эксплуатацию электрооборудования.

Отчетные документы технического освидетельствования электрооборудования (протоколы, отчеты, карты обследования) прилагаются к Акту и хранятся на предприятии ОАО «НТЭК», эксплуатирующем данное оборудование.

В случае необходимости проведения корректирующих мероприятий по устранению дефектов, выявленных в процессе технического освидетельствования, к Акту дополнительно прилагается план мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации электрооборудования на продлеваемый период.

Ответственность за реализацию корректирующих мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию электрооборудования на продлеваемый период, возлагается на технического руководителя энергообъекта.

Период, на который продлевается срок эксплуатации электрооборудования по результатам проведенного технического освидетельствования, не может превышать нормативный период между капитальными ремонтами.

Изменение эксплуатационных параметров электрооборудования, предлагаемое по результатам технического освидетельствования и зафиксированное в Акте о возможности продления срока безопасной эксплуатации, должно быть подтверждено техническими расчетами.

Если по результатам технического освидетельствования установлено, что обследуемое электрооборудование находится в состоянии, опасном для дальнейшей эксплуатации, использование по назначению такого электрооборудования запрещается.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Чарской ГЭС, с плотиной высотой 47,06 м на реке Чара, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев:  $Q_{0,1\%} = 5600 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{0,01\%} = 6500 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Чарской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составила 316 МВт. Полезный объем при отметке НПУ составляет 14 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,8 млрд. кВт·ч.

На втором этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 38,0 м;  
расчетный – 34,8 м;  
минимальный – 26,3 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1018 м<sup>3</sup>/с.

Была выбрана турбина типа ПЛ40 – В – 560. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с шестью гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 5,6 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 990/255-44 с номинальной активной мощностью 82 МВт.

Далее был выбран класс напряжения и тип РУ КРУЭ 220 кВ, а также структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками и принята схема распределительного устройства – "две системы сборных шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ – 125000/220, трансформаторы собственных нужд ТМН-4000/15,75 УХЛ-1.

Распределительное устройство принято типа КРУЭ, т.к. этот вариант имеет более высокую надежность.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый комплекс ВГГ -15-50/6300 производства компании «Электроаппарат», в качестве ячеек КРУЭ были выбраны ячейки ЯГГ-220 производства компании ОАО «Электроаппарат».

Затем был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Чарской ГЭС спроектирована по русловой схеме.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи;
- глухая бетонная плотина;
- станционная часть;
- правобережная и левобережные бетонные плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 36 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 135 м;
- отметка гребня водослива – 168 м;
- число водосливных отверстий – 5;
- ширина водосливных отверстий в свету – 18 м;
- отметка гребня – 184,08 м;

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,32 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Чарской ГЭС отвечает требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 15 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 97704 руб/кВт.
- срок окупаемости 5,8 лет.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Чарской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. 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, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.
9. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
12. Каталог трансформаторов «СВЭЛ»
13. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

14. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.

15. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

16. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>

17. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

18. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.

19. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

20. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

21. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru>/

22. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

23. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

24. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.

25. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.

26. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

27. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

28. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

29. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
30. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
31. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
32. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
33. Владиславлев, Л. А. Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций / Л. А. Владиславлев. 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергия, 1972. – 176 с.
34. «СТО 17330282.27.140.010-2008. Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 46 с.
35. ГОСТ ИСО 10816-1-97 Вибрация. Контроль состояния машины по результатам измерений вибрации на не вращающихся частях. Ч.1. Общие требования. – Введ. 01.07.1999. – Москва : Госстандарт России, 1997. – 24 с.
36. ГОСТ 26044-83 Вибрация. Аппаратура для эксплуатационного контроля вибрационного состояния энергетических гидротурбинных агрегатов. Общие технические требования. – Введ. 01.01.1990. – Москва : Госкомитет СССР по стандартам, 1990.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водноэнергетические расчёты

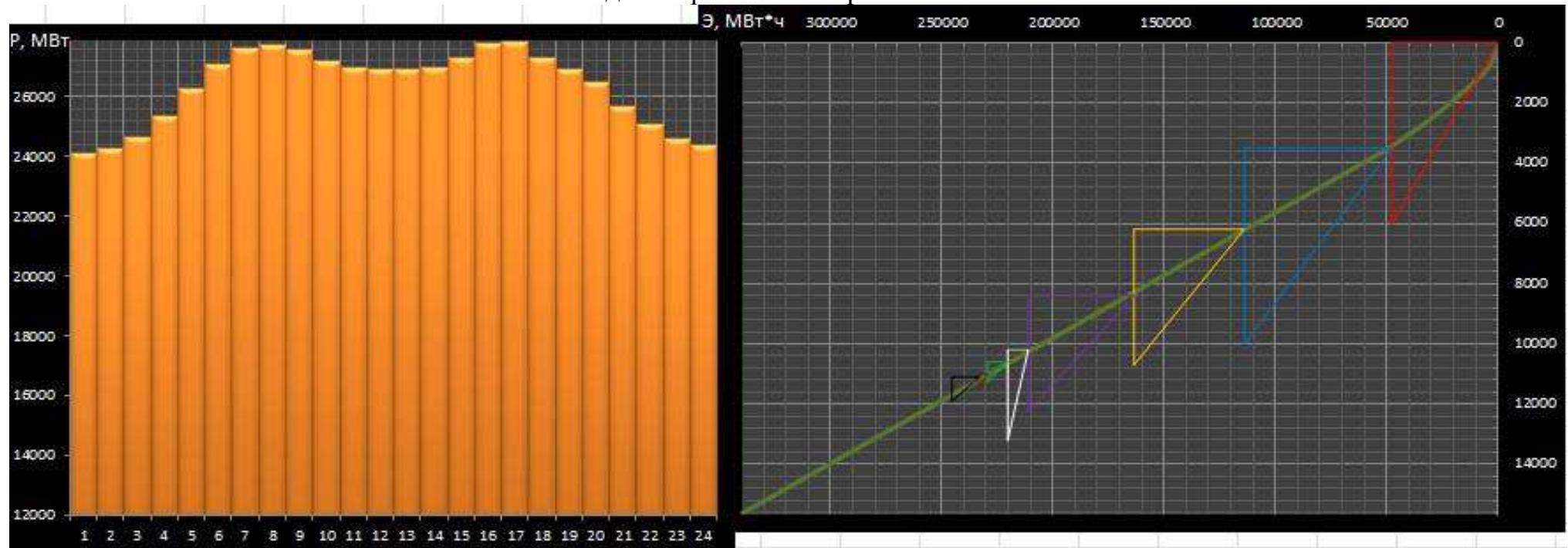


Рисунок А.1 – Интегральная кривая нагрузки для зимы

Продолжение приложения А

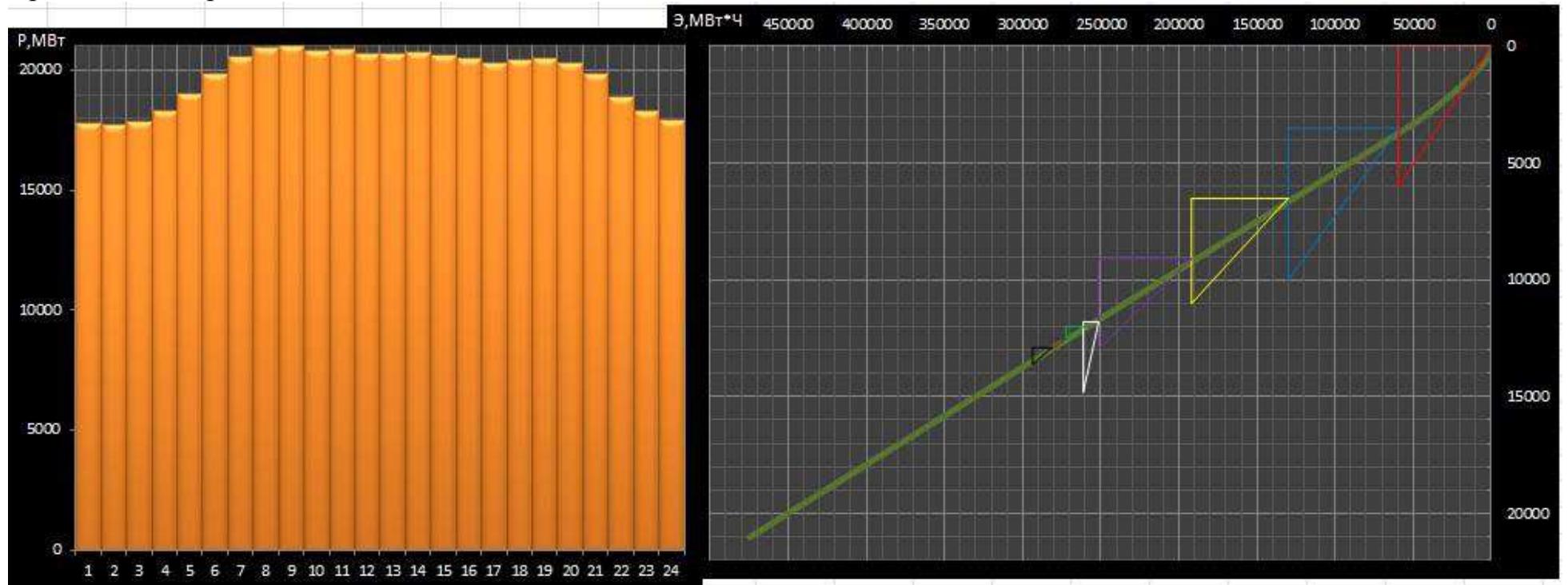


Рисунок А.2 – Интегральная кривая нагрузки для лета

## Продолжение приложения А

Таблица А.1 - Сработка Чарской ГЭС в маловодном году.

месяц	Q быт, м <sup>3</sup> /с	Q Фильтрации, м <sup>3</sup> /с	Q испарения, м <sup>3</sup> /с	Q Лёд, м <sup>3</sup> /с	Q полезн., м <sup>3</sup> /с	Q в-ща, м <sup>3</sup> /с	Q гЭс, м <sup>3</sup> /с	Q нб, м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	ΔV, км <sup>3</sup>	V начальный, км <sup>3</sup>	V конечный, км <sup>3</sup>	Z ВБ нач,м	Z ВБ кон,м	Z <sub>ВБ</sub> ср,м	Z НБ,м	Н гЭс,м	N гарантированная, МВт	N, МВт	Э, МВт.ч	
XII	85	3	0	-25	57	2199	2256	2259	150	5,70	15,00	9,30	76,0	71,3	73,6	29,5	45,7	907	907	674905	
I	64	3	0	-30	31	2510	2541	2544	150	6,51	9,30	2,79	71,3	62,4	66,8	29,8	40,6	907	907	675038	
II	34	3	0	-18	13	134,4	147	150	150	0,35	2,79	2,45	62,4	61,8	62,1	26,1	35,5	по BXK	46	30821	
III	31	3	0	-12	16	130,9	147	150	150	0,34	2,45	2,11	61,8	61,3	61,6	26,1	34,9	по BXK	45	33617	
IV	32	3	0	5	30	117,5	147	150	150	0,30	2,11	1,80	61,3	60,9	61,1	26,1	34,4	по BXK	45	33122	
V	35	3	80	80	32	115,2	147	150	150	0,30	1,80	1,50	60,9	60,4	60,6	26,1	34,0	по BXK	44	32676	
VI	2510	3	193	0	2314	-	2167	147	150	150	- 5,62	1,50	7,12	60,4	68,6	64,5	26,0	33,6	по BXK	43	31267
VII	2280	3	151	0	2126	-	1979	147	150	150	- 5,13	7,12	12,25	68,6	74,2	71,4	26,0	41,7	по BXK	54	40148
VIII	684	3	96	0	585	-438	147	150	150	- 1,14	12,25	13,39	74,2	75,1	74,6	26,0	47,4	по BXK	61	45578	
IX	607	3	0	0	604	-457	147	150	150	- 1,18	13,39	14,57	75,1	75,8	75,4	26,0	48,2	по BXK	62	44914	
X	310	3	0	0	307	-160	147	150	150	- 0,41	14,57	14,98	75,8	76,0	75,9	26,0	48,9	по BXK	63	47101	
XI	155	1	0	0	152	-5	147	150	150	- 0,01	14,98	15,00	76,0	76,0	76,0	26,0	49,1	по BXK	64	45771	

Продолжение приложения А

Таблица А.2- Сработка Чарской ГЭС в средневодном году по мощностям маловодного.

месяц	Q быт, м <sup>3</sup> /с	Q Фильтрации, м <sup>3</sup> /с	Q испарения, м <sup>3</sup> /с	Q Лёд, м <sup>3</sup> /с	Q полезн, м <sup>3</sup> /с	Q в-ща, м <sup>3</sup> /с	Q гэс, м <sup>3</sup> /с	Q нб, м <sup>3</sup> /с	Qвхк, м <sup>3</sup> /с	ΔV, км <sup>3</sup>	V начальный, км <sup>3</sup>	V конечный, км <sup>3</sup>	Z ВБ нач,м	Z ВБ кон,м	Z ВБср,м	Z НБ,м	Н гэс,м	N гарантированная, МВт	N, МВт	Э, МВт.ч
XII	85	3	0	-25	57	2198	2255	2258	150	5,70	15,00	9,30	76,0	71,3	73,6	29,5	45,7	907	907	674625
I	64	3	0	-30	31	2508	2539	2542	150	6,50	9,30	2,80	71,3	62,4	66,8	29,8	40,6	907	907	674597
II	43	3	0	-18	22	140	162	165	150	0,36	2,80	2,44	62,4	61,8	62,1	26,1	35,4	по BXK	50	33929
III	39	3	0	-12	24	131	155	158	150	0,34	2,44	2,10	61,8	61,3	61,6	26,1	34,9	по BXK	48	35443
IV	36	3	0	5	34	130	164	167	150	0,34	2,10	1,76	61,3	60,8	61,1	26,1	34,4	по BXK	50	36839
V	113	3	80	80	110	130	240	243	150	0,34	1,76	1,43	60,8	60,3	60,5	26,2	33,7	по BXK	71	52931
VI	2597	3	193	0	2401	-2000	401	404	150	-5,18	1,43	6,61	60,3	67,9	64,1	26,4	33,1	по BXK	117	84059
VII	2280	3	151	0	2126	-1880	246	249	150	-4,87	6,61	11,48	67,9	73,5	70,7	26,1	40,9	по BXK	89	65855
VIII	782	3	96	0	683	-500	183	186	150	-1,30	11,48	12,78	73,5	74,6	74,1	26,0	46,6	по BXK	75	55869
IX	849	3	0	0	846	-700	146	149	150	-1,81	12,78	14,59	74,6	75,8	75,2	26,0	47,8	по BXK	62	44322
X	354	3	0	0	351	-160	191	194	150	-0,41	14,59	15,01	75,8	76,0	75,9	26,1	48,9	по BXK	82	61070
XI	155	1	0	0	152	0	152	155	150	0,00	15,01	15,01	76,0	76,0	76,0	26,0	49,1	по BXK	66	47331

## Окончание приложения А

Таблица А.3- Сработка Чарской ГЭС в средневодном году по уровням маловодного.

месяц	Q быт, м <sup>3</sup> /с	Q Фильтрации, м <sup>3</sup> /с	Q испарения, м <sup>3</sup> /с	Q Лёд, м <sup>3</sup> /с	Q полезн, м <sup>3</sup> /с	Q в-ща, м <sup>3</sup> /с	Q гэс, м <sup>3</sup> /с	Q нб, м <sup>3</sup> /с	Qвхк, м <sup>3</sup> /с	ΔV, км <sup>3</sup>	V начальный, км <sup>3</sup>	V конечный, км <sup>3</sup>	Z ВБ нач,м	Z ВБ кон,м	Z ВБср,м	Z НБ,м	Н гэс,м	N гарантированная, МВт	N, МВт	Э, МВт.ч
XII	85	3	0	-25	57	2170	2227	2230	150	5,62	15,00	9,38	76,0	71,3	73,7	29,4	45,7	907	896	666788
I	64	3	0	-30	31	2530	2561	2564	150	6,56	9,38	2,82	71,3	62,4	66,9	29,8	40,6	907	916	681372
II	43	3	0	-18	22	160	182	185	150	0,41	2,82	2,40	62,4	61,8	62,1	26,1	35,4	по BXK	57	38104
III	39	3	0	-12	24	131	155	158	150	0,34	2,40	2,06	61,8	61,3	61,5	26,1	34,8	по BXK	48	35387
IV	36	3	0	5	34	100	134	137	150	0,26	2,06	1,80	61,3	60,9	61,1	26,0	34,4	по BXK	40	30091
V	113	3	80	80	110	115	225	228	150	0,30	1,80	1,51	60,9	60,4	60,6	26,2	33,8	по BXK	67	49799
VI	2597	3	193	0	2401	-2167	234	237	150	-5,62	1,51	7,12	60,4	68,6	64,5	26,1	33,4	по BXK	69	49588
VII	2280	3	151	0	2126	-1977	149	152	150	-5,12	7,12	12,25	68,6	74,2	71,4	26,0	41,7	по BXK	55	40694
VIII	782	3	96	0	683	-438	245	248	150	-1,14	12,25	13,38	74,2	75,1	74,6	26,1	47,2	по BXK	102	75730
IX	849	3	0	0	846	-457	389	392	150	-1,18	13,38	14,57	75,1	75,8	75,4	26,3	47,9	по BXK	164	118105
X	354	3	0	0	351	-160	191	194	150	-0,41	14,57	14,98	75,8	76,0	75,9	26,1	48,9	по BXK	82	61053
XI	155	1	0	0	152	-6	146	149	150	-0,02	14,98	15,00	76,0	76,0	76,0	26,0	49,1	по BXK	63	45460

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Параметры и характеристики проектируемой гидротурбины

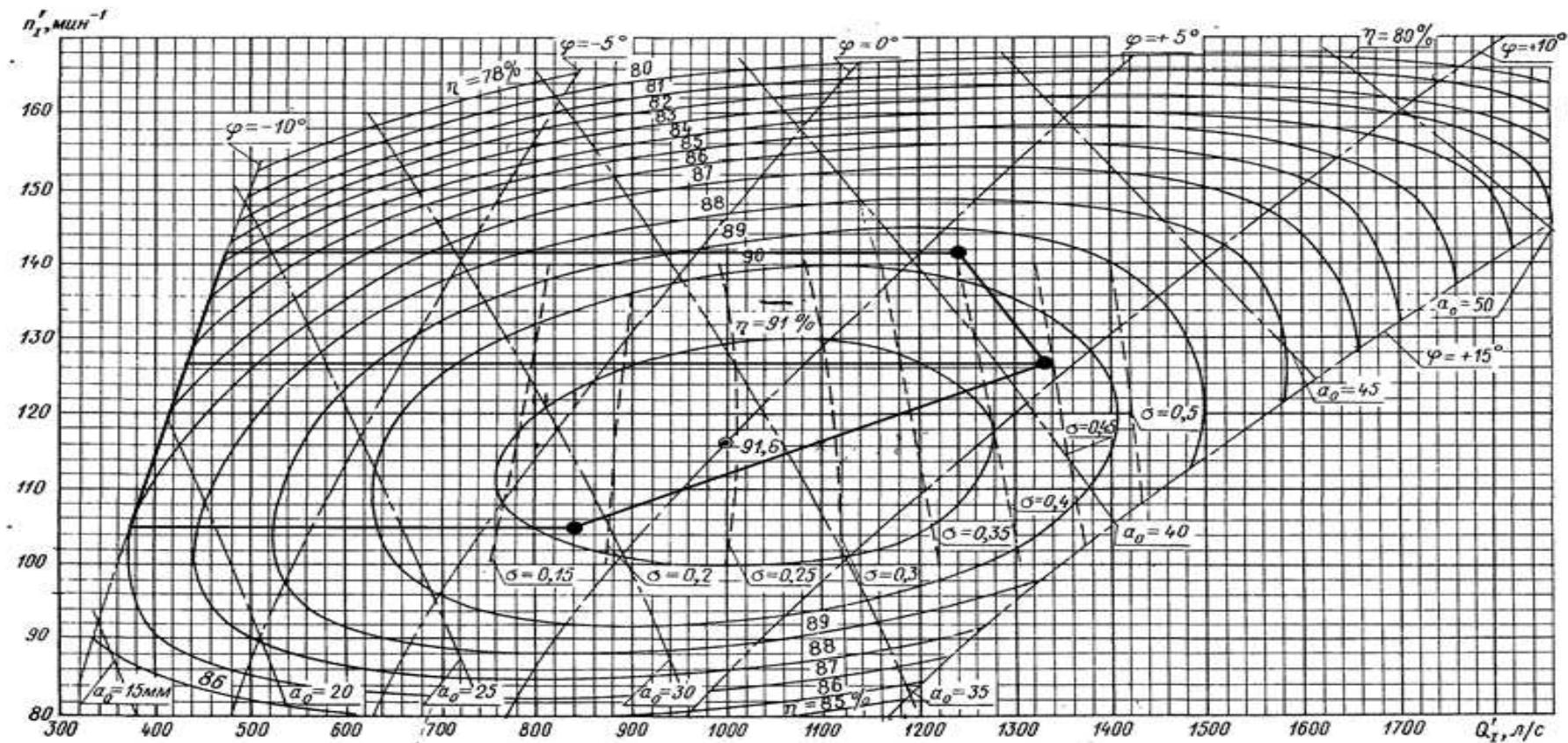
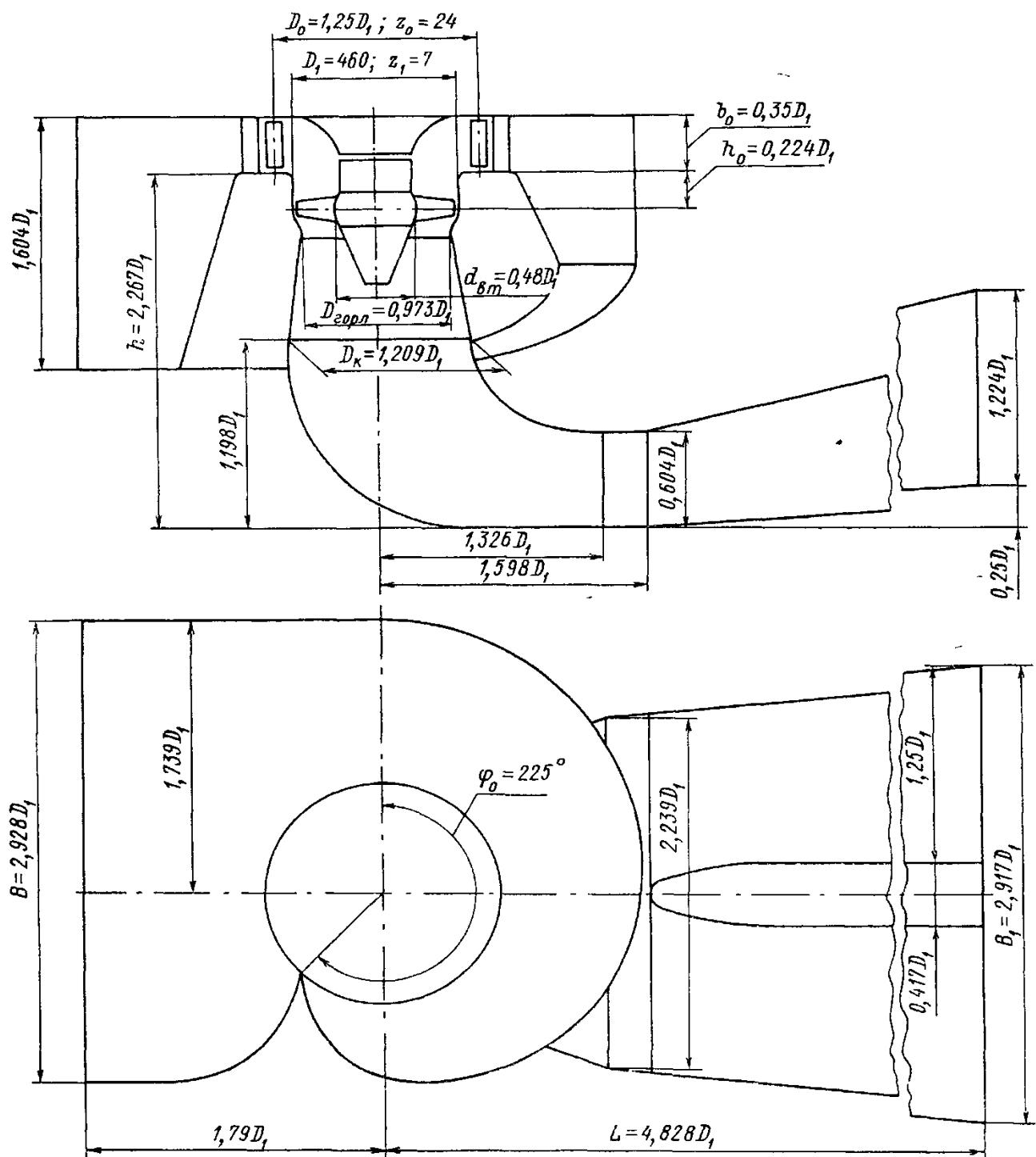


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ – 40В-560

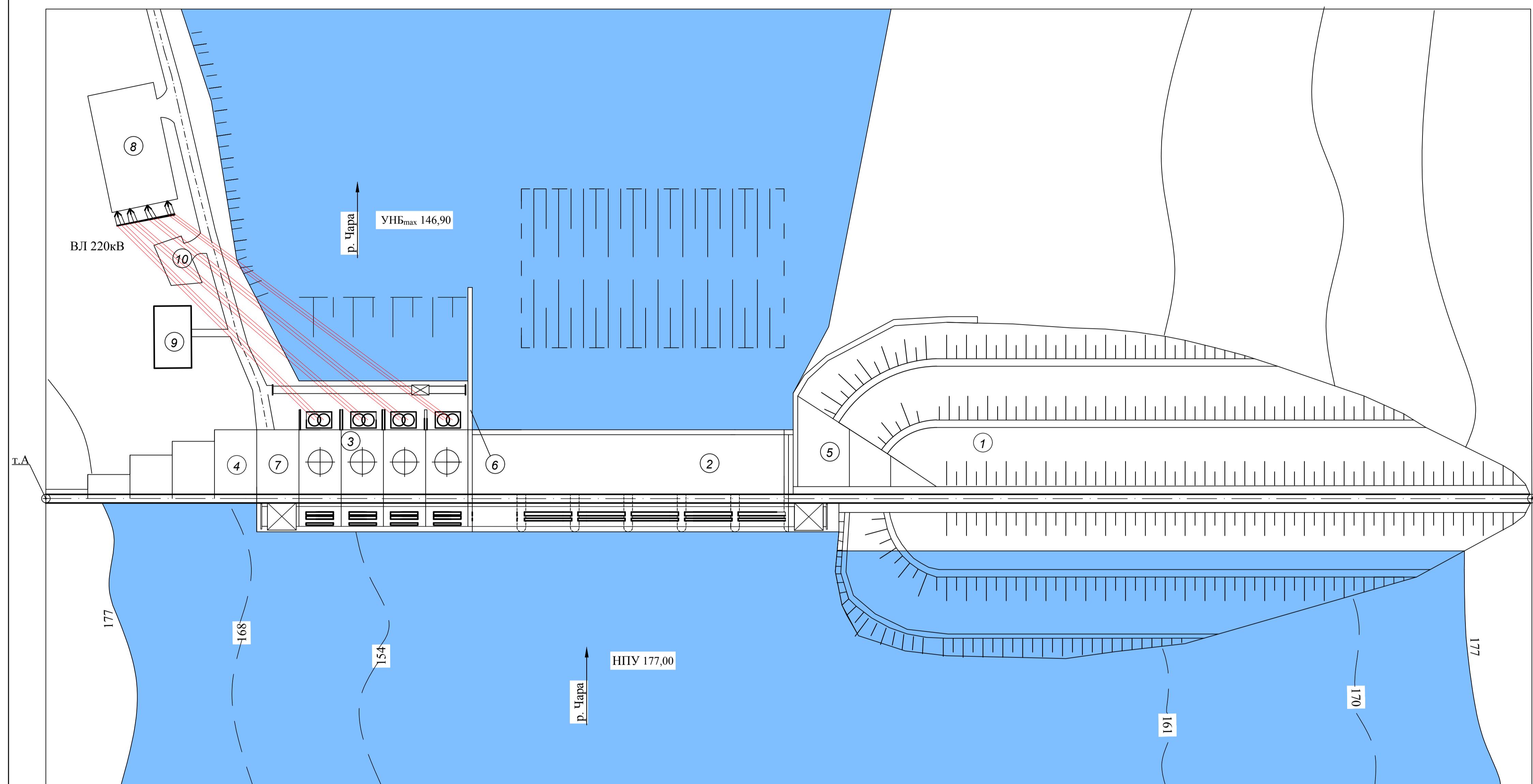


Черт. 17

Рисунок Б.2 – Проточная часть турбины ПЛ – 40В-560

# Генеральный план

1:1000



## Условные обозначения:

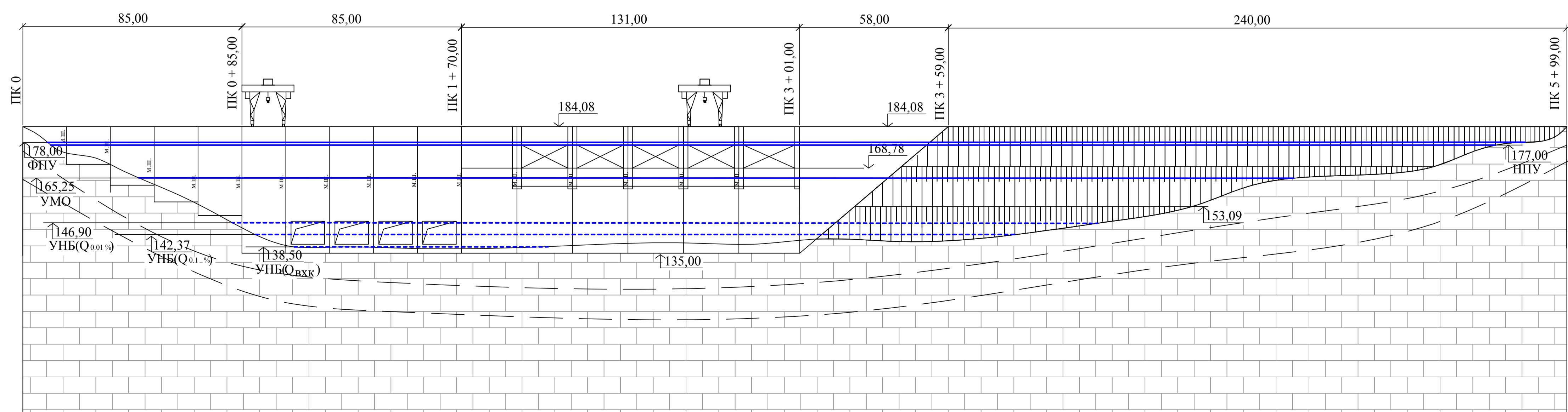
- гидроагрегат
- опора ВЛЭП
- известняк

## Экспликация сооружений

№	Наименование
1	Правобережная глухая каменно - набросная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Русловое здание ГЭС
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Правобережная глухая бетонная плотина
6	Разделительный устой
7	Монтажная площадка
8	Комплексное распределительное устройство
9	Здание административно - технического персонала
10	Автостоянка

## Вид с верхнего бьефа

1:1000



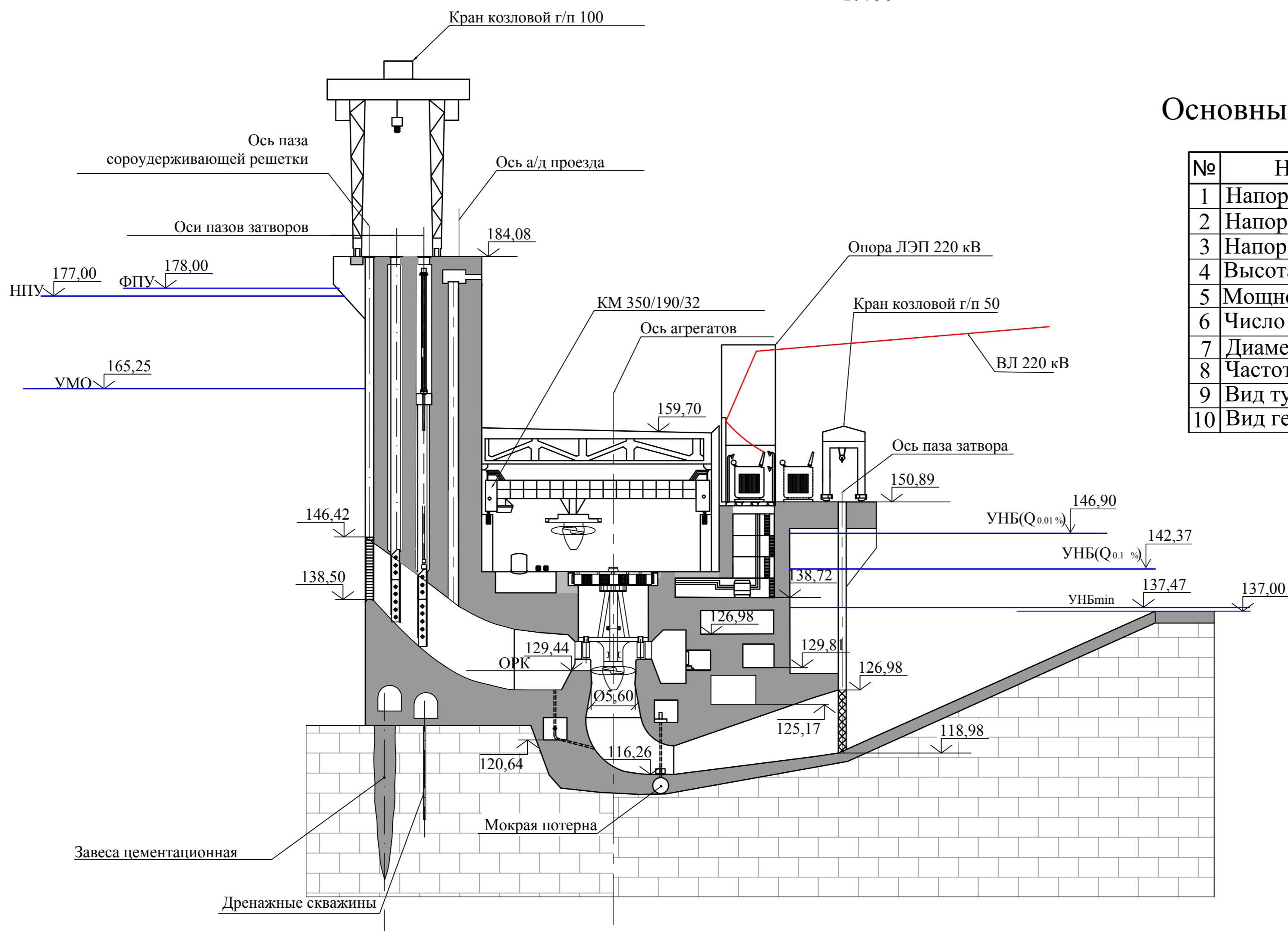
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 13.03.02 - 1106599 - ГП			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.чт.	Лист	№ док.
Разраб.	Чеботарев		Подпись
Провер.	Затеев		Дата
Т.контр.	Мальцев		
И.контр.	Полежаева		
Утв.	Татарников		
Проектирование Чарской ГЭС на р. Чара			Стадия
			Лист
			Листов
Генплан. Вид с нижнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта			ГГЭС, 2017

Формат А1

# Разрез по оси агрегата

1:400



## Основные характеристики гидроагрегатов

№	Наименование	Ед.изм	Показатели
1	Напор max (H)	м	38,80
2	Напор min (H)	м	26,30
3	Напор расч (H)	м	34,30
4	Высота отсасывания (Hs)	м	-7,9
5	Мощность (N)	МВт	79,00
6	Число гидроагрегатов	шт	4
7	Диаметр вала (d)	м	1,00
8	Частота вращения (nc)	об/мин	136,40
9	Вид турбины	ПЛ 40а-В-560	
10	Вид генератора	СВ 990/255-44	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость состава проекта см. на черт. ВК-13.03.02 - 1106599 - ГП.

БКР - 13.03.02 - 1106599 - ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Чеботарев				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.	Мальцев				
Н.контр.	Полежаева				
Утв.	Татарников				
Проектирование Чарской ГЭС на р. Чара					Стадия    Лист    Листов
					1      1
Здание ГЭС. Разрез по оси агрегата. Основные характеристики гидроагрегатов					ГГЭС, 2017

Формат А2

Согласовано

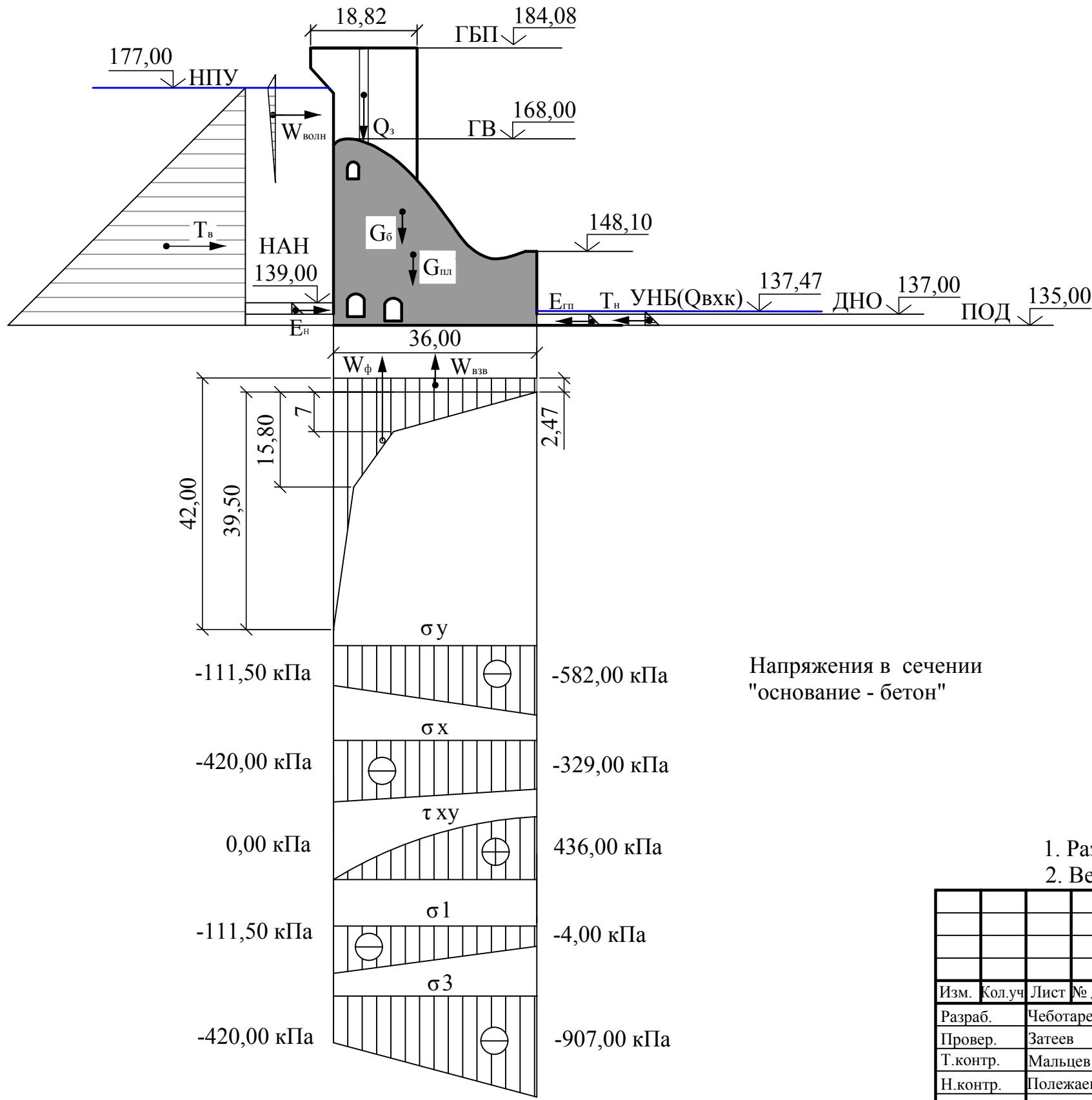
Подпись и дата

Взам. инв. №

Инв. № подл.

# Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину

1:800



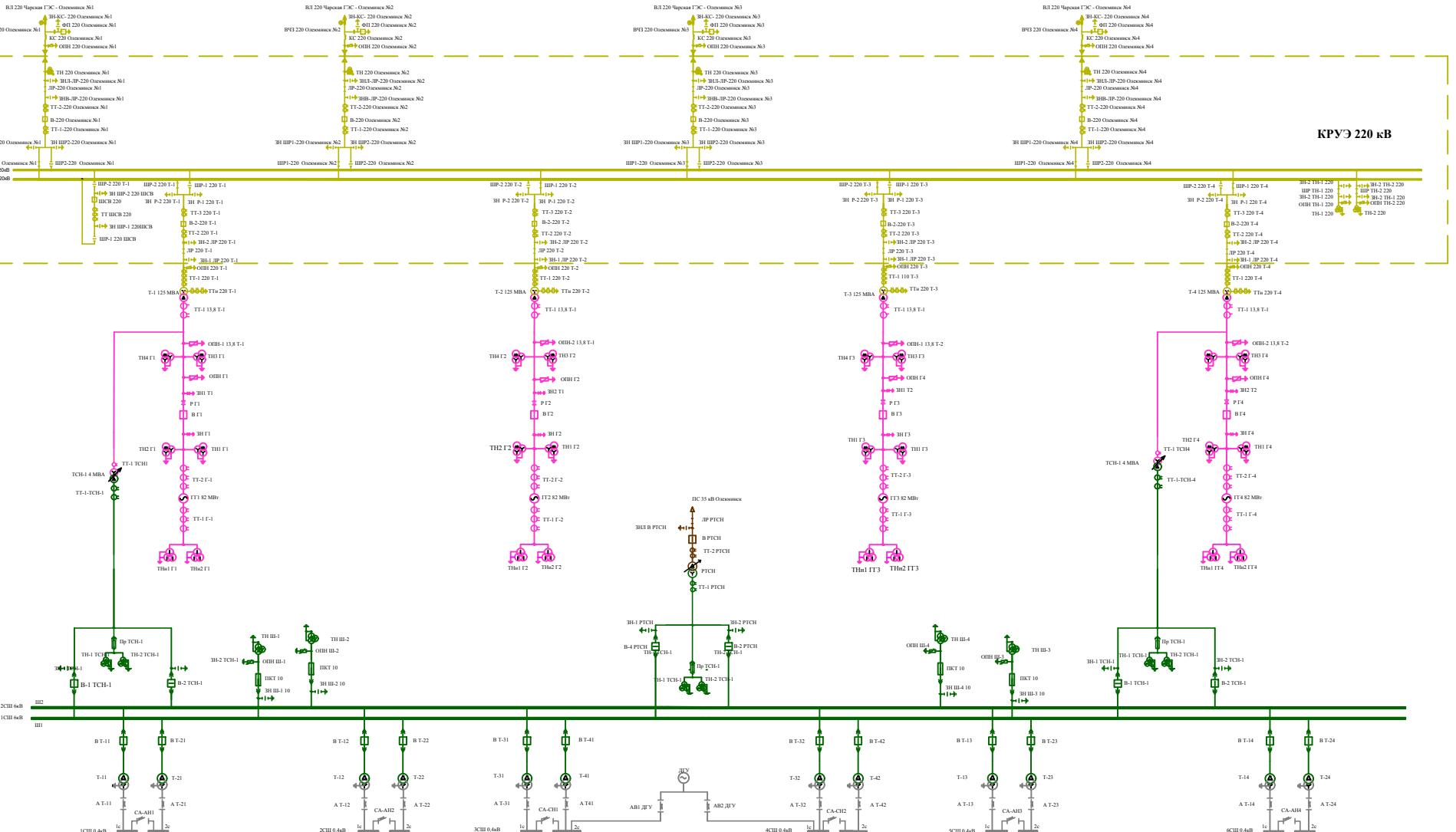
Напряжения в сечении  
"основание - бетон"

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на черт. ВК-13.03.02 - 1106599 - ГП.

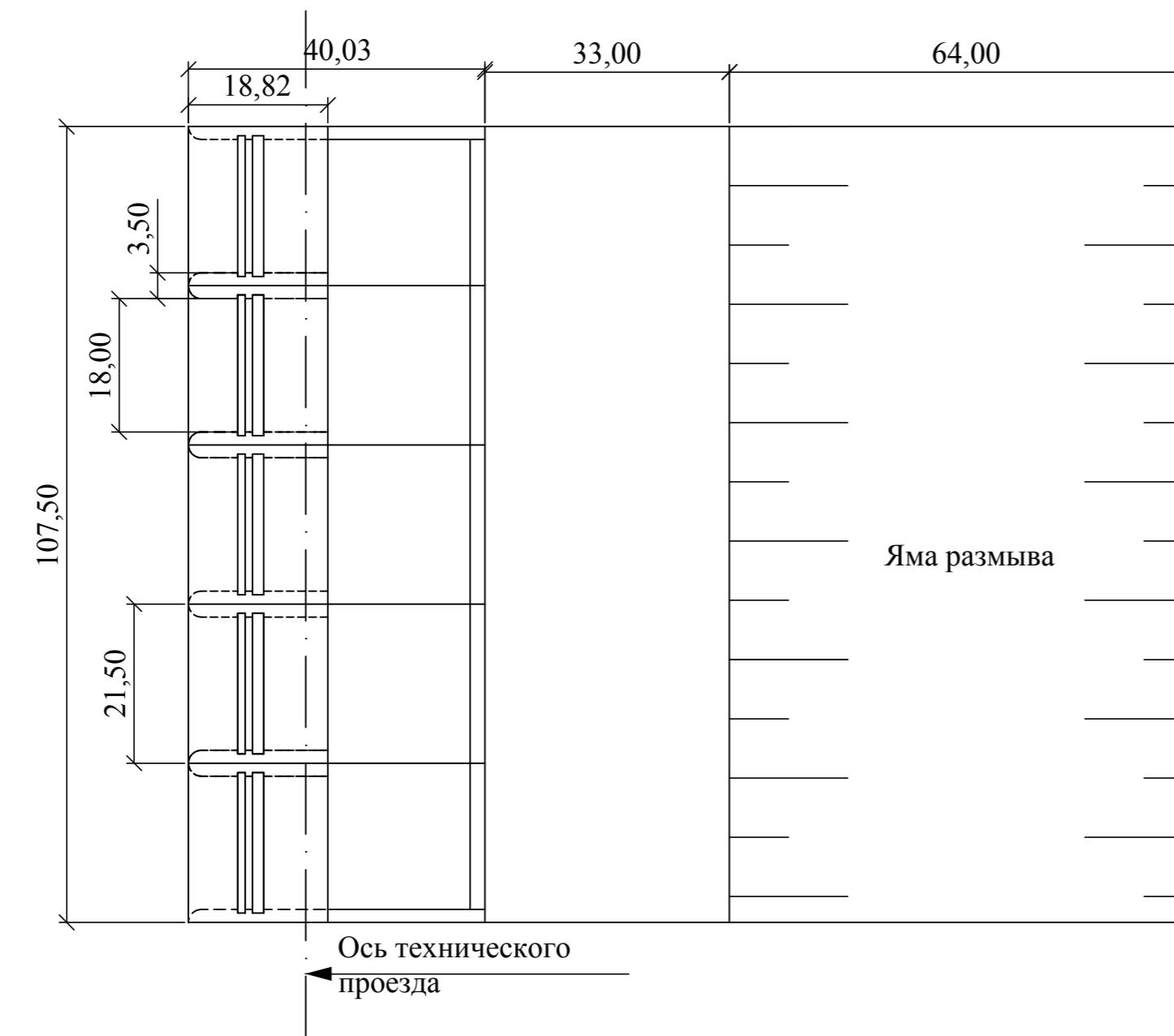
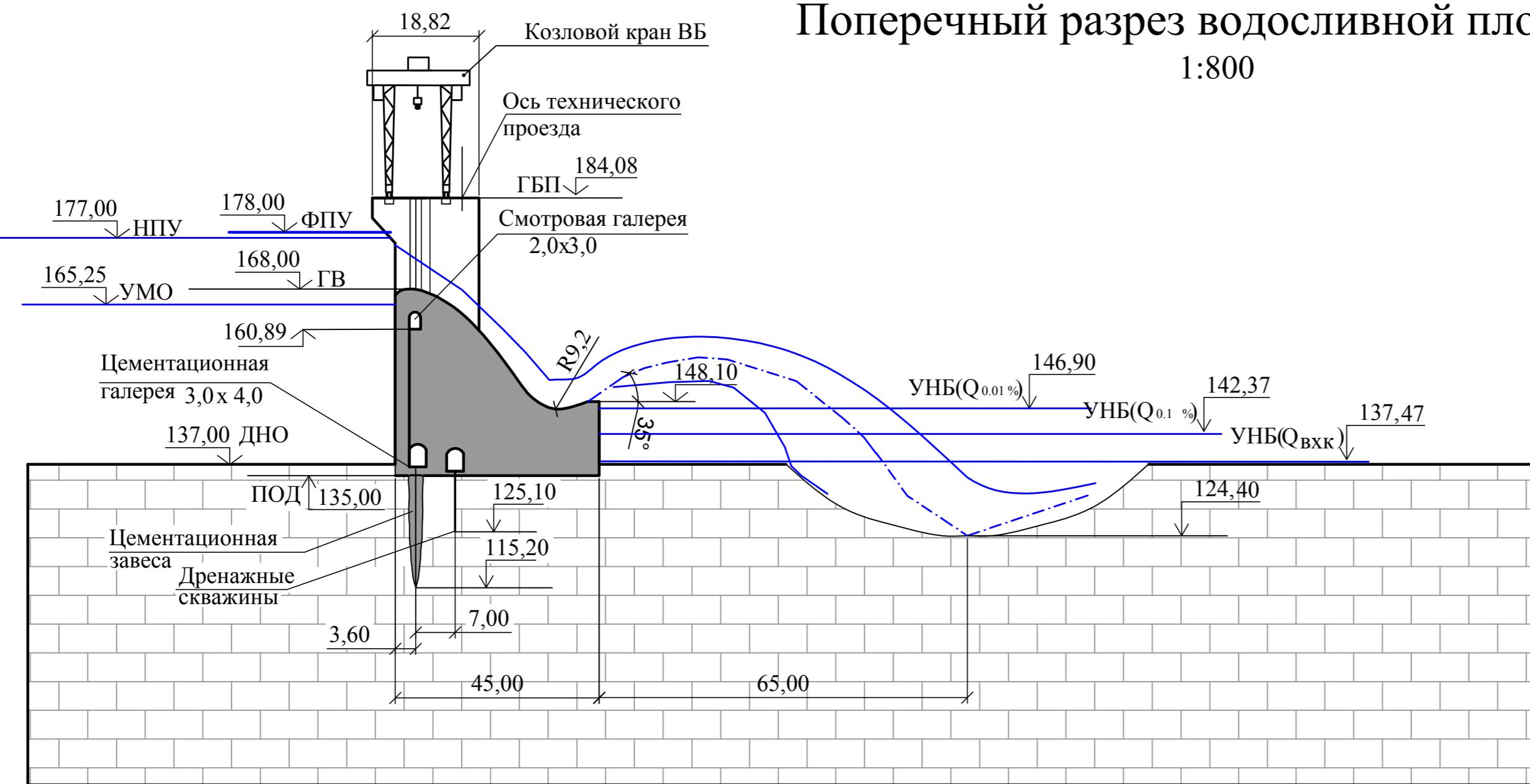
ВКР - 13.03.02.06 - 1106599 - РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Чеботарев				
Провер.	Затеев				
Т.контр.	Мальцев				
Н.контр.	Полежаева				
Утв.	Татарников				
Проектирование Чарской ГЭС на р. Чара					Стадия
Сбор нагрузок действующих на водосливную плотину. Напряжения в сечении					Лист
					Листов
					1
					1
					ГГЭС, 2017

Формат А3

# Главная электрическая схема



ВКР - 13.03.02 - 1106599 - ЭЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Название	Код	Паспорт	Чертеж	Компания	Материал
Григорий	Лебедев	Паспорт			
Павел	Мальцев	Паспорт			
Юлия	Мальцев	Паспорт			
Илья	Полежаев	Паспорт			
Сергей	Полежаев	Паспорт			
Проектирование ЧАЭС на реке Чара					
Страница 1 из 1					
Главная электрическая схема					
Кафедра гидрооборудования и гидромашин					



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость состава проекта см. на черт. ВК-13.03.02 - 1106599 - ГП.

ВКР - 13.03.02.06 - 1106599 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата
Разраб.	Чеботарев				
Провер.	Затеев				
Т.контр.	Мальцев				
Н.контр.	Полежаева				
Утв.	Татарников				
Проектирование Чарской ГЭС на р. Чара				Стадия	Лист
Водосливная плотина.Разрез по оси секции.План				1	1
ГГЭС, 2017					



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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.И. Татарников  
подпись

«17» 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАРА.  
ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ УСТАНОВЛЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ**

Руководитель

подпись, дата

Инженер ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожнего»  
должность

Ю.А. Мальцев  
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В.Ю. Чеботарев  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чарской ГЭС на реке Чара. Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты

Затулов 14.06.17 Е.Ю. Затулов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Дедов 14.06.17 Д.В. Дедов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Манасова 14.06.17 М.А. Манасова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

Б.В. Кузнецова 14.06.17  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Д.А. Лобин 15.06.17  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

В.И. Гогарин 15.06.17 В.И. Гогарин  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

В.В. Малагова 16.06.17  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

А.Я. Чаканова 16.06.17  
подпись, дата инициалы, фамилия