

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 инициалы, фамилия
«_____» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕРХНЕ-КАЗЫРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАЗЫР. ДУГОВОЕ КЗ НА ШИНАХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС. ОПТИЧЕСКАЯ ДУГОВАЯ ЗАЩИТА ЯЧЕЕК КРУ.

Руководитель _____
подпись, дата

А.В. Широков
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Ю.А. Анучина
инициалы, фамилия

Черемушки, 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Верхне-Казырской ГЭС на реке Казыр. Дуговое КЗ на шинах собственных нужд ГЭС. Оптическая дуговая защита ячеек КРУ.».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Электрическая часть	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ВЕРХНЕ-КАЗЫРСКОЙ ГЭС	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроузла	11
1.1 Гидрологические данные по гидроузлу	11
1.2 Климат в районе проектируемой ГЭС	14
1.3 Данные для расчетов.....	14
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности	17
2.1 Гидрологические расчеты.....	17
2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного лет при заданной обеспеченности стока	17
2.1.2 Построение графиков нагрузки энергосистемы.....	22
2.1.3 Определения вида регулирования стока водохранилищем	24
2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	25
2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной сиситемы.....	25
2.2.2 Баланс энергии	28
2.3 Баланс мощности энергосистемы	30
2.4 Резервы мощности энергосистемы. Определение установленной мощности проектируемой ГЭС	32
2.5 Режимное поле	34
3 Основное и вспомогательное оборудование	36
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	36
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	36
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	37
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	40
3.3 Гидромеханический расчет и построение бетонной спиральной камеры и определение ее геометрических размеров проточной части	43
3.4 Определение геометрических размеров проточной части.....	47
3.5 Выбор серийного типа гидрогенератора	48
3.6 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов.....	49
3.6.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	49
3.6.1.1 Расчет вала на прочность	49
3.6.1.2 Расчёт подшипника.....	50
3.6.2 Выбор типа маслонапорной установки	52
3.6.3 Выбор электрогидравлического регулятора.....	52

3.6.4	Выбор кранов	53
4	Электрическая часть	54
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений.....	54
4.2	Выбор основного оборудования ГЭС	55
4.2.1	Выбор синхронных генераторов.....	55
4.2.2	Выбор трансформаторов для схем с одиночным блоком	55
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком.....	57
4.2.4	Выбор трансформаторов СН	58
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения	59
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения	60
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	62
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме	63
4.6.1	Расчёт исходных данных	63
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin	65
4.6.3	Расчёт токов короткого замыкания с применением программного комплекса RastrWin.....	66
4.6.4	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режима.....	67
4.7	Выбор и проверка электрических аппаратов главной схеме	67
4.7.1	Требования в коммутационным аппаратам.....	67
4.7.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	68
4.7.2.1	Выбор выключателей и разъединителей	68
4.7.2.2	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения	69
4.7.2.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов	69
4.7.3	Выбор электрооборудования для ОРУ 220 кВ	70
4.7.3.1	Выбор выключателей и разъединителей	71
4.7.3.2	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения	72
4.7.3.3	Выбор анализаторов на напряжение 220 кВ	73
4.8	Компоновка схемы собственных нужд	73
4.8.1	Выбор дизель-генераторной установки	73
5	Релейная защита и автоматика	75
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	75
5.2	Расчет номинальных токов.....	76
5.3	Описание защит и расчет их уставок	78

5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)	78
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))	80
5.3.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	83
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	84
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок	87
5.3.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	89
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	92
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	93
6	Компоновка гидроузла.....	95
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины	95
6.1.1	Определение класса гидротехнического сооружения	95
6.1.2	Проектирование сооружения напорного фронта	95
6.1.2.1	Определение отметки гребня бетонной плотины	95
6.2	Гидравлические расчеты	98
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	98
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	99
6.2.3	Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову	101
6.2.4	Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае.....	102
6.2.5	Пропуск расходов через донный аварийный водосброс	104
6.2.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	105
6.2.7	Расчет водобойной стенки.....	106
6.2.7	Расчет водобойного колодца	108
6.3	Конструирование бетонной водосливной плотины	109
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	109
6.3.2	Быки.....	110
6.3.3	Разрезка бетонных плотин швами	110
6.3.4	Устои	110
6.3.5	Галереи в теле глухой плотины.....	111
6.3.6	Определение ширины плотины по гребню	111
6.3.7	Дренаж тела бетонных плотин	111
6.3.8	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	112
6.3.8.1	Расчет фильтрации в основании бетонной плотины	112
6.3.9	Конструктивные элементы нижнего бьефа	113
6.4	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	115

6.4.1	Определение основных нагрузок на плотину	115
6.4.1.1	Вес сооружения и затворов	115
6.4.1.2	Сила гидростатического давления воды	116
6.4.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	116
6.4.1.4	Сила фильтрационного давления.....	117
6.4.1.5	Давление грунта.....	117
6.4.1.6	Волновое давление	118
6.4.2	Расчет прочности плотины.....	119
6.4.3	Критерии прочности плотины.....	121
6.4.4	Расчет устойчивости плотины.....	122
7	Охрана труда, техника безопасности и пожарная безопасность	124
7.1	Общие сведения о районе строительства	124
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	125
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	126
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве	128
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	129
7.6	Безопасность гидротехнических сооружений	130
7.7	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Верхне-Казырской ГЭС	131
7.7.1	Общие положения.....	131
7.7.2	Охрана труда Верхне-Казырской ГЭС	132
7.8	Пожарная безопасность	135
7.8.1	Общие требования к пожарной безопасности.....	136
7.8.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС	137
7.8.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках.....	138
7.9	Охрана природы	139
8	Технико-экономическое обоснование	140
8.1	Оценка объемов реализации энергии и расходов	140
8.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	140
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу	140
8.1.3	Налоговые расходы.....	143
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	144
8.3	Анализ денежных потоков	145
8.4	Оценка инвестиционного проекта	145
8.4.1	Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта	146
8.4.2	Показатели коммерческой эффективности проекта	146

8.4.3	Бюджетная эффективность.....	147
8.5	Анализ чувствительности	147
9	Дуговое КЗ на шинах собственных нужд ГЭС. Оптическая дуговая защита ячеек КРУ	150
9.1	Введение	150
9.2	Причины возникновения дуги.....	150
9.3	Дуговая защита.....	150
9.4	Способы защиты от дуговых замыканий:.....	151
9.5	Оптическая защита ячеек КРУ собственных нужд	153
9.6	Защита от дугового КЗ на шинах собственных нужд Верхне-Казырской ГЭС.....	156
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	160
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	162
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Водоэнергетические расчеты и выбор установленной мощности	168
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование	176
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Релейная защита и автоматика.....	181
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Реализация на Верхне-Казырской ГЭС	183

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ВЕРХНЕ-КАЗЫРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Казыр;
2. Местонахождение ГЭС Красноярский край;
3. Тип проектируемой установкиГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....318 м³/с;
 - б) всех турбин215,58 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 1%1899 м³/с;
 - г) минимальный.....144 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокагодовой;
 - б) отметка: НПУ601,00 м;
ФПУ.....603,00 м;
УМО594,70 м;
 - в) объемы:
 - полный.....8 км³;
 - полезный3,86 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....28,3 м;
 - б) расчетный.....21,25 м;
 - в) минимальный.....19,85 м;
7. Энергетические характеристики: а) мощность:
 - установленная.....155,00 МВт;
 - гарантированная.....124,00 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии.....601 млн. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая.....72,8 м / 37,2 м;
 - б) левобережная глухая86,0 м / 37,2м;
 - в) здание ГЭС.....99,2 м / 37,2 м;
 - г) водосливная69 м / 26 м;
9. Водобросные сооружения
 - а) тип.....поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов2 отверстия 3×9;
 - в) общая длина.....69 м;
 - г) максимальная высота37,2 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип зданиярусловое;
 - б) число агрегатов4;
 - в) грунты в основаниигранит;
 - г) тип спиральной камерыбетонная трапецеидальная;
 - д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины..... ПЛ30а-В-560;
- б) тип генератора..... ВГС-850/135-56;
- в) мощность генератора..... 35 МВт;
- г) частота вращения 107,1 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-63000/220;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели 80271,2 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии 19 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 7,4 лет.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время развитие регионов Российской Федерации провоцирует повышенный спрос на электроэнергию. Для решения данной проблемы необходимо строительство генерирующих предприятий.

Истощение запасов органического топлива, и возрастание проблемы экологии определяют всё больший интерес во всём мире к использованию природных возобновляемых ресурсов. Энергия потоков воды занимает существенное место среди возобновляемых источников электроэнергии. Широкие возможности по регулированию, а также стабильность потока воды позволяют подобрать наиболее выгодные показатели гидроузла.

Гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции занимают важную роль в энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию параметров в нестационарных режимах и покрывая неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, себестоимость электроэнергии на ГЭС существенно меньше, чем на АЭС и ТЭС, что положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь повысит технику – экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и возобновляемая отрасль энергетики.

Необходимо отметить, что в настоящее время энергосистема Красноярского края хоть и считается избыточной, но при маловодности рек испытывает существенный дефицит вырабатываемой электроэнергии.

Верхне-Казырская ГЭС послужит источником электроэнергии для Курагинского района. На данный момент район является самым крупным (без учета города Минусинска) среди муниципальных образований юга Красноярского края. На его долю приходится более трети промышленной продукции, выпускаемой в южном регионе. Основное развитие получили черная и цветная металлургия, лесная, строительная, легкая и пищевая промышленность. Черная металлургия базируется на разработке Ирбинского и Краснокаменского железнорудных узлов.

Целью выпускной квалификационной работы является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерного и творческого подхода к решению поставленных задач, поиск оптимальных проектных решений.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроузла

1.1 Гидрологические данные по гидроузлу

Река Казыр—Река в Красноярском крае и Иркутской области России. При слиянии с рекой Амыл образует реку Тубу. Протяженность водоема равна примерно 388 километрам. Общая площадь бассейна составляет приблизительно 21000 км². Уклон русла в среднем составляет 2,2 м. Скорость течения реки в среднем составляет 1 $\frac{м}{с}$. Как правило, период замерзания реки – с начала ноября по конец апреля.

Объем водохранилища: $V_{вдхр}=8 \text{ км}^3$;

Длина плотины по гребню: 333 м.

Координаты створа:

Широта: 53°40'6.31"С

Долгота: 95°31'6.60"В

Изобразим створ проектируемой станции на рисунках 1.1, 1.2.

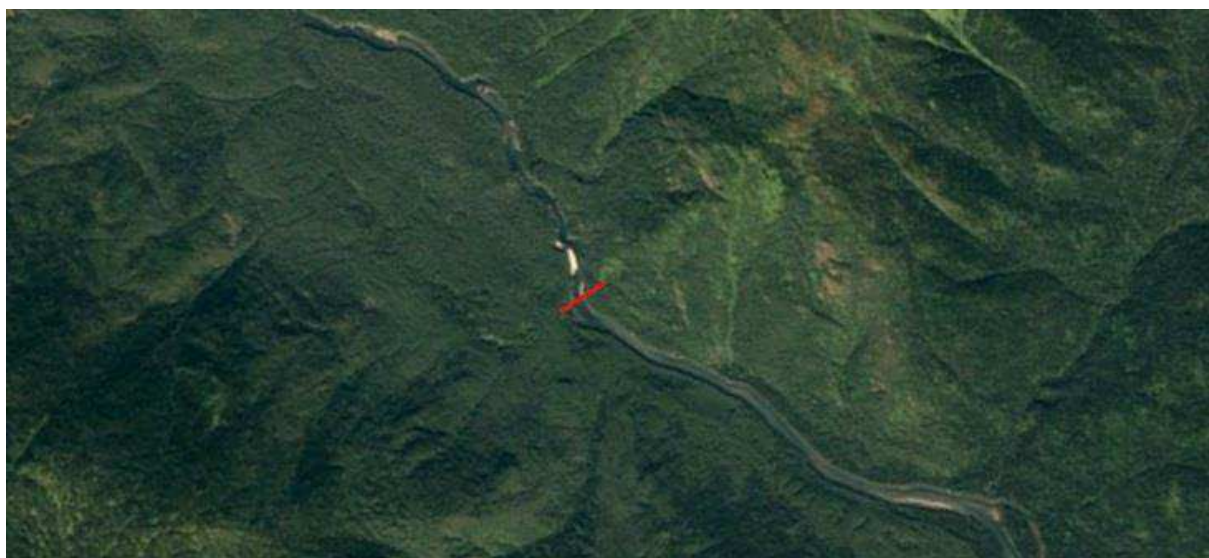


Рисунок 1.1 – Створ проектируемой ГЭС



Рисунок 1.2 – Створ проектируемой ГЭС

Ряд гидрологических расходов за рекой Казыр в период с 1932 по 1981 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднее значение стока за весь период наблюдений составляет 318 м³/с.

Координаты кривой связи верхнего бьефа представлены в таблице 1.1 и рисунке 1.3

Таблица 1.1 – Координаты кривой связи верхнего бьефа

V, км ³	Z _{вб} , м
0,0	571,0
0,89	579,3
1,78	586,4
2,67	590,2
3,56	593,1
4,44	595,6
5,33	597,3
6,22	598,9
7,11	600,2
8	601,0

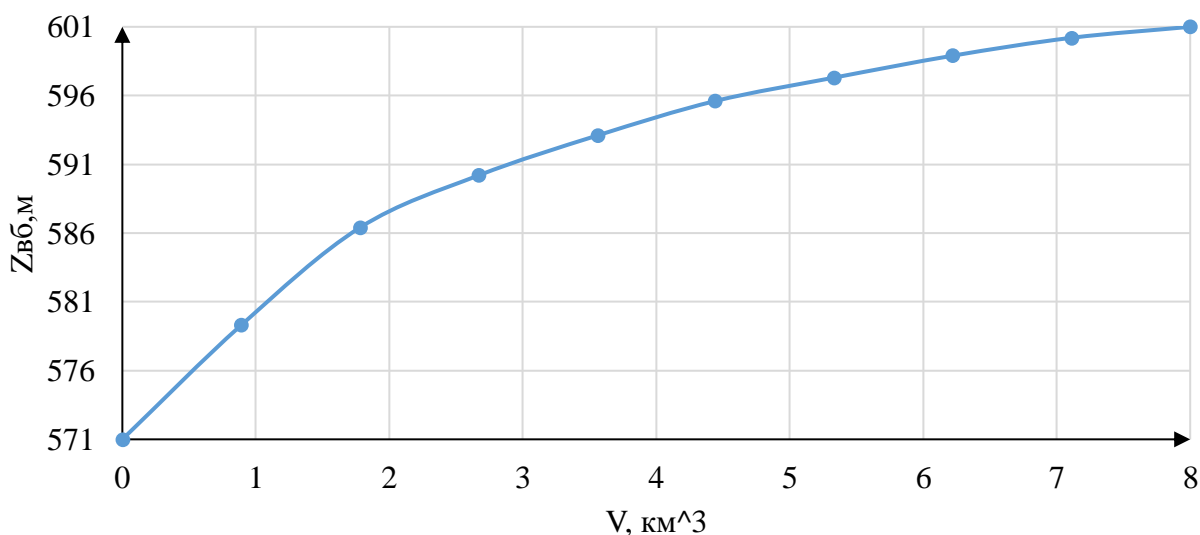


Рисунок 1.3 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Уравнение графика зависимости $Z_{вб}=f(V)$:

$$y = -0,00070391893177657x^6 + 0,0223810121242423x^5 - 0,29327949997969x^4 + 2,03639850765466x^3 - 8,16624382510781x^2 + 20,9299066271632x + 571,002$$

Координаты кривой связи нижнего бьефа для летнего и зимнего периода представлены в таблице 1.2 и рисунке 1.4.

Таблица 1.2– Кривая связи расходов и уровней в НБ гидроузла для летнего и зимнего периода

лето		зима	
Q _{лет} , м ³ /с	Z _{нб} , м	Q _{зим} , м ³ /с	Z _{нб} , м
0	571,67	0	572,47
100	572,39	80	572,39
200	572,94	160	572,94
300	573,37	240	573,37
400	573,71	320	573,71
500	573,97	400	573,97
600	574,18	480	574,18
700	574,36	560	574,36
800	574,51	640	574,51
900	574,65	720	574,65
1000	574,77	800	574,77
1100	574,87	880	574,87
1200	574,94	960	574,94
1300	574,97	1040	574,97
1400	574,99	1120	574,99
1407,4	575,00	1125,92	575,00

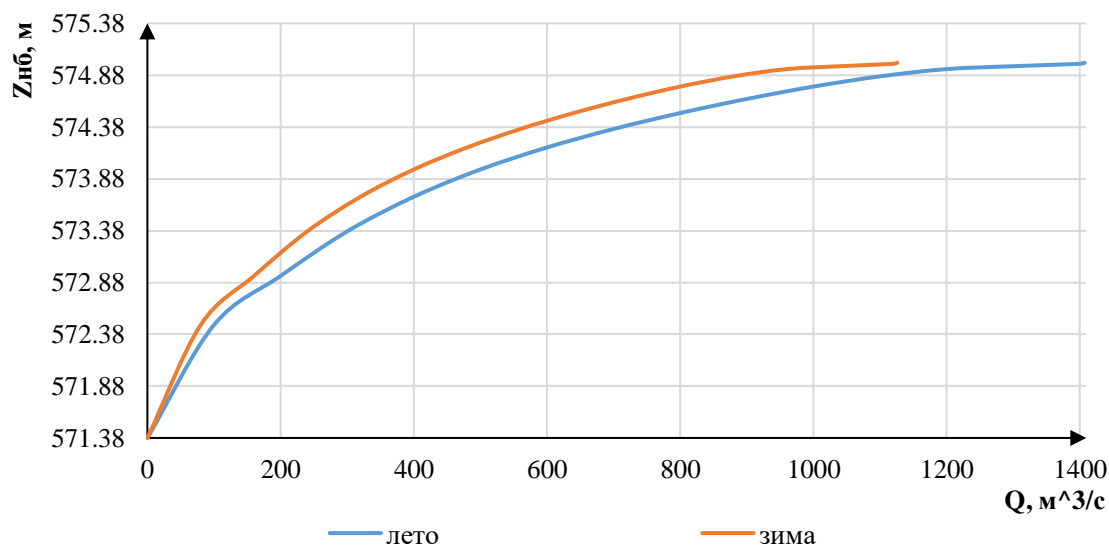


Рисунок 1.4– График зависимости $Z_{нб}=f(Q)$

Уравнение графика зависимости $Z_{нб}=f(Q)$:

Зима:

$$y = -0,000000000000000003x^6 + 0,000000000000114231x^5 - 0,000000000172971207x^4 + 0,000000132874308223x^3 - 0,000057062386929374x^2 + 0,0163825978088425x + 571,47$$

Лето:

$$y = -0,00000000000000000000783x^6 + 0,000000000000003743106x^5 - 0,00000000007084900646x^4 + 0,0000000680316447621x^3 - 0,0000365199257430504x^2 + 0,0131060786807211x + 571,67$$

1.2 Климат в районе проектируемой ГЭС

Климат – резко континентальный, характерный для области гор юга Сибири. Питание снеговое и дождевое. Река замерзает в период с конца октября — первой половины ноября, вскрывается во второй половине апреля — начале мая.

1.3 Данные для расчетов

Исходные данные представлены ниже:

Данные энергосистемы занесены в таблицу 1.5:

Таблица 1.5– Исходные данные энергосистемы

ОДУ	ОДУ Сибири
РДУ	Красноярское РДУ
Резервы	Нагрузочный 2%, аварийный 10%
Существующие ГЭС	Красноярская ГЭС Богучанская ГЭС
Коэффициент мощности	$k_N = 8,8$

Исходный гидрологический ряд реки Уфа занесен в таблицу 1.6:

Таблица 1.6 – Расчетный гидрологический ряд наблюдений р.Казыр за 50 лет

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1932	33	37	42	207	942	596	439	406	365	300	203	64	303
1933	38	45	49	207	1074	948	552	518	442	374	243	65	380
1934	41	43	44	154	1210	1010	458	423	387	330	165	67	361
1935	29	33	40	142	741	576	478	477	425	285	155	54	286
1936	28	34	43	108	928	892	418	418	306	287	136	63	305
1937	43	48	50	153	1060	720	664	567	456	340	169	70	362
1938	33	37	46	353	1069	733	547	512	480	370	205	69	371
1939	46	46	50	330	1028	933	689	550	525	391	224	90	409
1940	22	26	35	198	873	651	585	445	363	257	152	52	305
1941	42	43	49	161	717	698	489	406	414	294	155	74	295
1942	36	41	47	139	1134	1062	611	558	436	314	177	60	385
1943	27	32	37	208	734	713	553	460	344	276	135	58	298
1944	27	28	33	159	667	578	346	305	304	228	99	51	235
1945	25	28	41	279	749	698	477	442	434	304	119	61	305
1946	30	35	43	144	571	450	335	322	320	221	124	67	222
1947	30	36	43	320	890	728	530	507	491	343	152	57	344

Продолжение таблицы 1.6

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1948	37	39	42	174	866	542	481	444	390	289	120	69	291
1949	35	47	53	319	1250	1080	720	591	519	391	217	73	441
1950	41	47	48	127	785	614	501	472	457	306	148	65	301
1951	33	38	44	121	914	796	452	398	351	302	125	62	303
1952	34	40	42	133	1051	736	437	399	399	269	135	54	311
1953	42	53	54	340	1310	1250	760	555	452	415	235	85	463
1954	28	31	42	104	852	664	437	430	333	234	95	58	276
1955	25	27	38	129	790	586	529	506	415	281	169	52	296
1956	26	32	40	135	1125	863	496	426	415	340	142	49	341
1957	21	30	59	127	765	704	440	435	397	287	142	52	288
1958	30	37	43	133	762	630	443	404	341	274	146	59	275
1959	27	30	35	151	773	841	471	401	310	227	94	60	285
1960	37	38	44	156	949	772	518	369	362	253	92	69	305
1961	41	47	48	300	788	760	561	530	519	287	102	64	337
1962	45	46	47	217	839	827	510	424	415	310	161	67	326
1963	46	49	68	160	964	665	485	379	304	251	132	79	299
1964	31	40	49	148	880	734	482	382	340	248	121	58	293
1965	57	58	58	233	650	504	378	352	339	235	111	70	254
1966	44	45	52	174	974	633	418	364	108	276	168	69	277
1967	38	46	53	278	1074	1004	579	550	368	244	110	73	368
1968	44	48	60	297	898	634	552	504	389	261	111	79	323
1969	29	31	39	216	728	1202	375	348	343	228	68	65	306
1970	10	20	54	256	1013	906	352	337	333	252	156	62	313
1971	46	48	49	243	919	875	487	470	352	289	126	63	331
1972	42	44	47	340	1154	1130	761	533	463	288	223	59	424
1973	33	35	40	170	741	734	564	399	342	221	92	49	285
1974	22	22	23	318	923	850	524	435	366	259	159	59	330
1975	34	34	50	238	1185	1100	355	348	347	252	155	64	347
1976	31	35	48	181	928	878	432	365	365	263	155	76	313
1977	20	23	37	113	550	520	360	300	240	150	112	50	206
1978	11	18	38	169	1069	846	428	369	320	234	231	92	319
1979	22	27	33	128	843	738	402	313	256	149	114	52	256
1980	40	49	52	192	1001	626	485	257	227	210	205	39	282
1981	45	47	49	360	1054	766	554	382	366	227	217	84	346
Ср.мес	34	38	45	203	915	780	498	430	375	278	150	64	318

В таблице 1.7 представлены максимальные расчётные расходы для различных значений обеспеченности, на рисунке 1.5 изображен график кривой обеспеченности среднемноголетних расходов для P 0,01%.

Таблица 1.9 – Максимальные расчётные расходы для различных значений обеспеченности

P, %	P	0,01	0,1	0,5	1	2	3	5	10	20	25	30
Q _{ма}		2492,7	2210,7	1996,2	1898,9	1796,6	1739,2	1656,8	1537,1	1402,4	135	1315,0
x p	Q	1	7	1	9	1	2	9	3	4	5	8

Продолжение таблицы 1.9

P, %	P	40	50	60	70	75	80	90	95	97	99	99,9
Q _{ма}		1242,	1177,	1117,	1055,	1025,	993,2	908,3	846,0	808,5	746,2	656,4
x p	Q	725	855	976	602	662	275	985	242	996	253	064

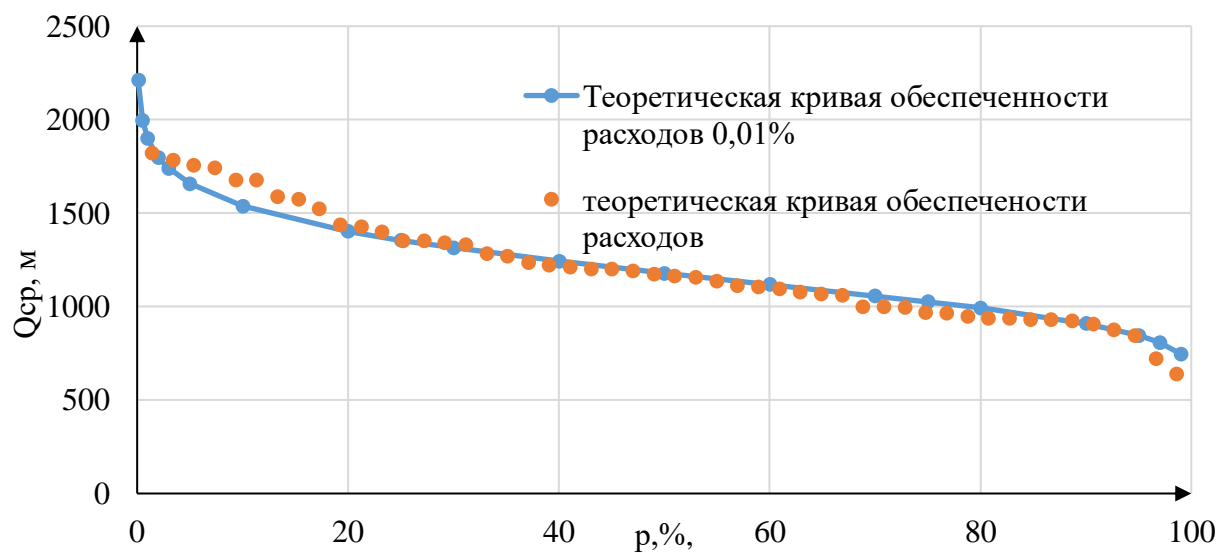


Рисунок 1.5 – Кривая обеспеченности среднемноголетних расходов для P 0,01%

2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

2.1 Гидрологические расчеты

2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного лет при заданной обеспеченности стока

Строим гидрограф по среднемесячным расходам по данным из таблицы 1.6:

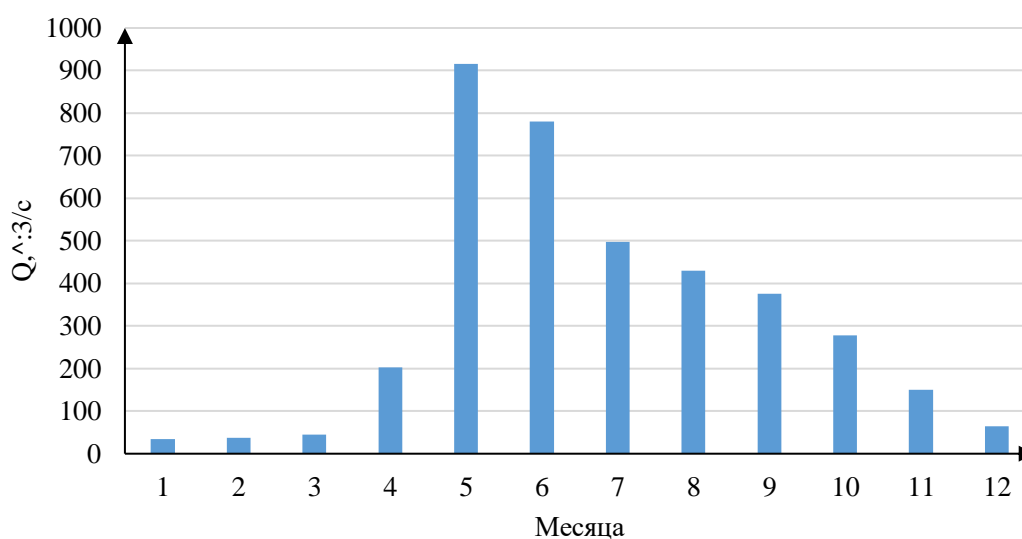


Рисунок 2.1 – Гидрограф среднемесячных расходов

Ранжируем среднегодовые расходы по величине от наибольшего к наименьшему и находим их обеспеченность в процентах по формуле:

$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

где m – порядковый номер года;

n – количество лет.

Цветом выделяем года, которые соответствуют обеспеченностям и заносим данные в таблицу 2.1:

$P = 90\%$ – базовый маловодный год (голубой) – 1979;

$P = 49\%$ – базовый средневодный год (желтый) – 1936.

$P = 51\%$ – базовый средневодный год (зеленый) – 1940

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженный расходов

m	P, %	$Q_{\text{ср.г}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы
1	2	463	1953	865,4	1953	174,9	1953
2	4	441	1949	832	1949	168,1	1939
3	6	424	1972	808,2	1972	162,1	1949
4	8	409	1939	760,2	1942	159	1938
5	10	385	1942	745	1939	149	1972
6	12	380	1933	715	1967	147	1981
7	14	371	1938	706,8	1933	145,9	1933
8	16	368	1967	697,6	1934	141,1	1947
9	18	362	1937	693,4	1937	128,6	1968
10	20	361	1934	668,2	1938	127,6	1962
11	22	347	1975	667	1975	127	1961
12	24	346	1981	665	1956	126,6	1932
13	25	344	1947	631,6	1961	124,7	1937
14	27	341	1956	629,2	1947	123,4	1971
15	29	337	1961	624,4	1981	123,1	1974
16	31	331	1971	620,6	1971	122,4	1945
17	33	330	1974	619,6	1974	120,6	1934
18	35	326	1962	606,4	1978	120,3	1967
19	37	323	1968	604,4	1952	118,3	1966
20	39	319	1978	603	1962	118,1	1975
21	41	313	1970	599,2	1969	117,4	1965
22	43	313	1976	595,4	1968	116,9	1941
23	45	311	1952	594	1960	116,3	1942
24	47	306	1969	593,6	1976	115,7	1970
25	49	305	1936	592,4	1936	113,3	1978
26	51	305	1940	588,2	1970	112,7	1976
27	53	305	1945	583,4	1940	112,4	1980
28	55	305	1960	582,2	1951	112,1	1963
29	57	303	1932	565,8	1950	111,7	1950
30	59	303	1951	565,2	1955	110,4	1943
31	61	301	1950	563,6	1964	110	1948
32	63	299	1963	560,8	1943	109,1	1956
33	65	298	1943	560	1945	106	1940
34	67	296	1955	559,4	1963	105,4	1935
35	69	295	1941	559,2	1959	103,6	1951
36	71	293	1964	556	1973	103,1	1958
37	73	291	1948	549,6	1932	103	1955
38	75	288	1957	548,2	1957	102,6	1957
39	76	286	1935	544,8	1941	101	1952
40	78	285	1959	544,6	1948	99,9	1936
41	80	285	1973	543,2	1954	99,3	1964
42	82	282	1980	539,4	1935	98,4	1960
43	84	277	1966	519,2	1980	96,6	1969
44	86	276	1954	516	1958	94,9	1946
45	88	275	1958	510,4	1979	91,4	1973
46	90	256	1979	499,4	1966	89,3	1944
47	92	254	1965	444,6	1965	89,1	1959
48	94	235	1944	440	1944	84,6	1954

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	$Q_{\text{ср.г}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы
49	96	222	1946	399,6	1946	75	1979
50	98	206	1977	394	1977	72,1	1977

Базовый маловодный год в этой таблице также выделяем голубым цветом, а год, который выпал на обеспеченность $P = 90\%$ принимаем за текущий маловодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{\text{П90(половодный)}} = \frac{Q_{\text{сред.половод.текущ.}}}{Q_{\text{сред.половод.баз.}}}, \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{сред.половод.текущ.}}$ – средний расход в текущем маловодном году;
 $Q_{\text{сред.половод.баз.}}$ – средний расход в базовом маловодном году.

Для 1979 года:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{м1966}}}{Q_{\text{м1979}}} = \frac{499,4}{510,4} = 0,978.$$

Базовый средневодный год в этой таблице выделяем зеленым и желтым цветом, а год, который выпал на обеспеченность $P = 49\%$ и $P = 51\%$ принимаем за текущий средневодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{\text{П49(половодный)}} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}}}, \quad (2.3)$$

где $Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}$ – средний расход в текущем средневодном году;
 $Q_{\text{сред.средневод.баз.}}$ – средний расход в базовом средневодном году.

Для 1936 года:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{п1936}}} = \frac{590,3}{592,4} = 0,996.$$

Для 1940 года:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{п1940}}} = \frac{590,3}{583,4} = 1,07.$$

Базовый маловодный год в этой таблице тоже выделяем голубым цветом, а год, выпавший на обеспеченность $P = 90\%$ принимаем за текущий маловодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{P90(\text{меженный})} = \frac{Q_{\text{сред.половодн.текущ.}}}{Q_{\text{сред.половодн.баз.}}}, \quad (2.4)$$

где $Q_{\text{сред.межен.текущ.}}$ – средний расход в текущем маловодном году;
 $Q_{\text{сред.межен.баз.}}$ – средний расход в базовом маловодном году.

$$K_M = \frac{Q_{M1944}}{Q_{M1979}} = \frac{89,3}{75} = 1,19.$$

Базовый средневодный год в этой таблице выделяем зеленым и желтым цветом, а год, который выпал на обеспеченность $P = 49\%$ и $P = 51\%$ принимаем за текущий средневодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{P49(\text{меженный})} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}}}, \quad (2.5)$$

где $Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}$ – средний расход в текущем средневодном году;
 $Q_{\text{сред.средневод.баз.}}$ – средний расход в базовом средневодном году.

Для 1936 года:

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{M1936}} = \frac{113,3}{99,9} = 1,13.$$

Для 1940 года:

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{M1940}} = \frac{113}{106} = 1,01.$$

I. Расчетные гидрографы маловодного и средневодного лет.

а) маловодный год. Расходы базового маловодного года выписываются отдельной строкой. Коэффициенты приведения: $K_{P90(\text{меженный})} = 1,19$, $K_{P90(\text{половодный})} = 0,978$, производим корректировку, данные заносим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Данные для расчетного гидрографа маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
$Q^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	22	27	33	128	843	738	402	313	256	149	114	52	256
$Q^{\text{пр}90\%}, \text{м}^3/\text{с}$ с прив	26	32	39	152	825	722	393	306	250	177	136	62	260

Произведем дополнительную корректировку для маловодного года.

$$K_M = 1,1$$

$$K_{II} = 0,978$$

Данные полученные в результате корректировки занесем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетный маловодный год (P=90%) с дополнительной корректировкой

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
$Q^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	22	27	33	128	843	738	402	313	256	149	114	52	256
$Q^{\text{пр}90\%}, \text{м}^3/\text{с}$ с с кор	24	30	36	141	825	722	393	306	250	164	125	57	256

б) средневодный год. Расходы базового средневодного года (50%) выписываются отдельной строкой. Производим корректировку, данные заносим в таблицу 2.4 и изобразим расчетные гидрографы для маловодного и средневодного лет на рисунке 2.2.

Таблица 2.4 – Расчетный средневодный год (P=50%) без приведения и с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
$Q^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	28	34	43	108	928	892	418	418	306	287	136	63	305
$Q^{\text{пр}50\%}, \text{м}^3/\text{с}$ с с прив	32	38	49	152	925	889	417	417	305	294	154	71	312

Произведем дополнительную корректировку для средневодного года.

$$K_M = 1,02$$

$$K_{II} = 0,996$$

Данные полученные в результате корректировки занесем в таблицу 2.5

Таблица 2.5 – Расчетный средневодный год (P=50%) с дополнительной корректировкой

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
$Q^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	28	34	43	108	928	892	418	418	306	287	136	63	305
$Q^{\text{пр}50\%}, \text{м}^3/\text{с с кор}$	29	35	44	140	925	889	417	417	305	263	139	64	305

Далее производим корректировку, произведенную по разнице расходов за маловодный и средневодный год, полученные данные занесем в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Расчетный средневодный год (P=50%) с дополнительной корректировкой, произведенной по разнице расходов за маловодной и средневодный год

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
$Q^{50\%} - Q^{90\%}$	5	5	8	-1	100	167	24	111	55	99	14	7	305
$Q^{\text{пр}50\%}, \text{м}^3/\text{с с кор}$	29	35	43	141	925	889	417	417	305	263	139	64	305

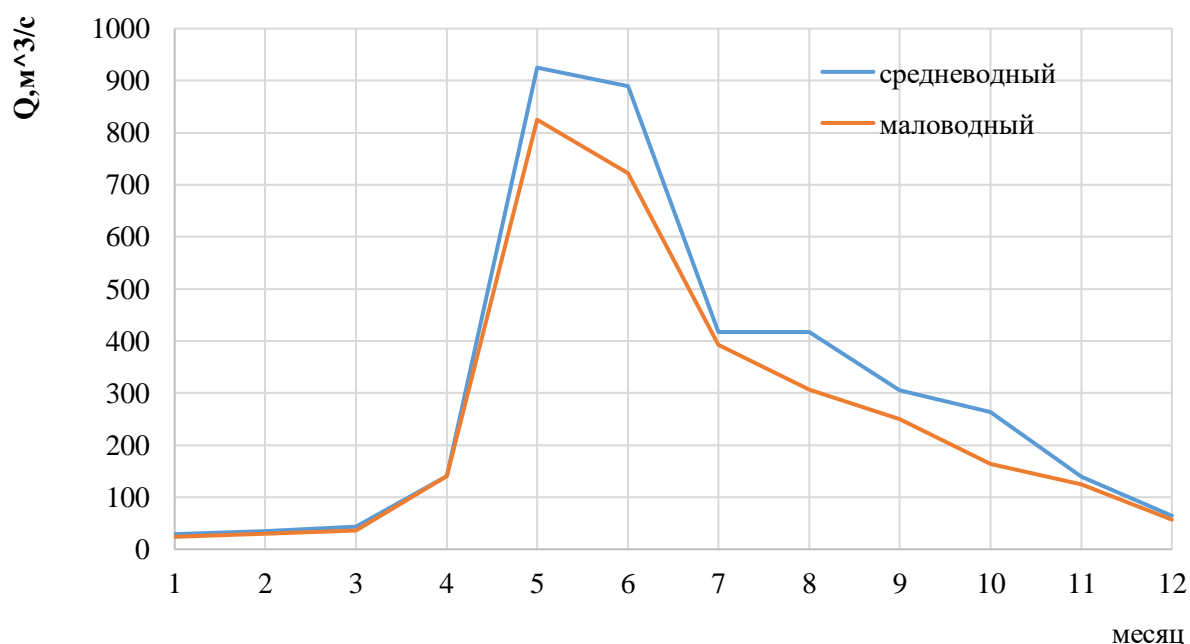


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного лет

2.1.2 Построение графиков нагрузки энергосистемы

Данные для построения графиков нагрузки берутся со ЕЭС и представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Максимальные и средние мощности для зимы и лета

P_{max} зима	8443
P_{max} лето	6297,4
P_{cp} зима	7987,6
P_{cp} лето	5984

Для определения максимальных и средних мощностей для каждого месяца воспользуемся формулами из [2].

$$P_t = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ), \text{ МВт} \quad (2.6)$$

где:

$$a = \frac{P_{max}^z + P_{max}^l}{2} \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_{max}^z - P_{max}^l}{2} \quad (2.8)$$

$$\alpha = 30^\circ t - 15^\circ \quad (2.9)$$

Результаты расчета представлены в таблице 2.8 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.8 – Результаты расчёта значений максимальных и средних мощностей

t, месяц	α	P_{tmax} , МВт	P_{tcp} , МВт
1	0,3	8406	7953
2	0,8	8129	7694
3	1,3	7648	7245
4	1,8	7093	6727
5	2,4	6612	6278
6	2,9	6334	6018
7	3,4	6333	6017
8	3,9	6610	6276
9	4,4	7090	6724
10	5,0	7645	7242
11	5,5	8126	7692
12	6,0	8405	7952

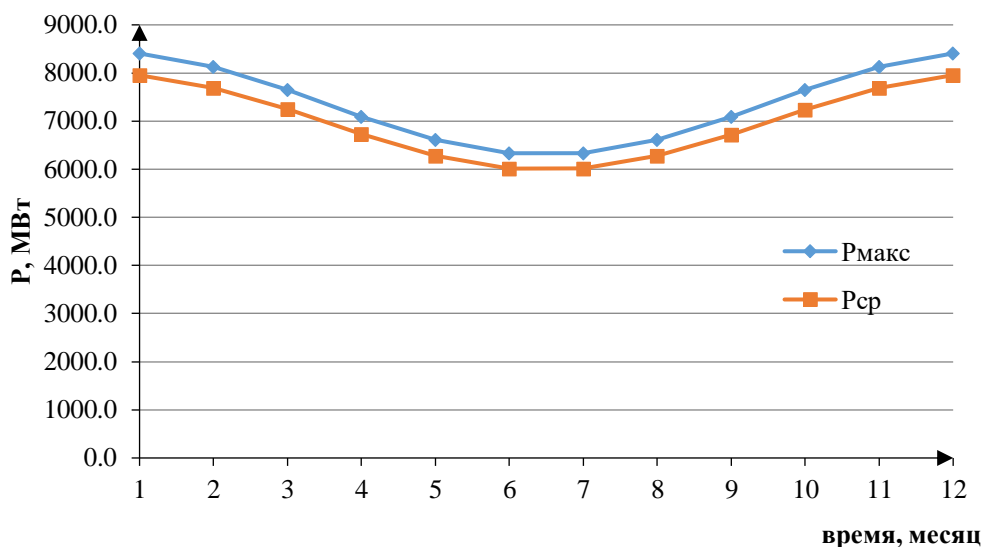


Рисунок 2.3 – Графики максимальных и средних мощностей

Годовые графики необходимы для построения баланса мощности и баланса энергии.

2.1.3 Определения вида регулирования стока водохранилищем

Для определения вида регулирования стока водохранилище рассчитывают коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мн}}}, \quad (2.10)$$

где $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;

$W_{\text{ср. мн.}}$ – объем среднемноголетнего стока реки.

Если $\beta < 0,1$ регулирование считается суточным, если $\beta > 0,1$ – годичным.

Объем среднемноголетнего стока реки определяется по формуле:

$$W_{\text{ср. мн}} = \frac{3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot Q_{\text{ср}}}{10^9}, \quad (2.11)$$

где $Q_{\text{ср}}$ – среднегодовой расход реки (из таблицы 1.6 $Q_{\text{ср}} = 318 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$)

$$W_{\text{ср}} = \frac{3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 318}{10^9} = 10,03 \text{ км}^3.$$

Полезный объем рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{пол}} = \frac{1}{3} \cdot V_{\text{НПУ}} = \frac{1}{3} \cdot 8 = 2,67 \text{ км}^3. \quad (2.12)$$

Соответственно по формуле 2.10:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мн}}} = \frac{2,67}{10,03} = 0,27.$$

Если $\beta < 0,1$ регулирование считается суточным, если $\beta > 0,1$ – годовым. В ходе расчета получилось $\beta > 0,1$ – годовое регулирование.

2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Далее необходимо рассчитать режим проектируемой ГЭС. Формулы, используемые для расчетов [2].

1) суммарные потери, вычисляются по формуле:

$$\sum Q_{\text{пот}} = Q_{\text{исп}} + Q_{\text{льдообр}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{шлюз}}, \quad (2.13)$$

где $Q_{\text{исп}}$ – потери на испарения;
 $Q_{\text{льдообр}}$ – потери на льдообразование;
 $Q_{\text{ф}}$ – фильтрационные потери;
 $Q_{\text{шлюз}}$ – потери на шлюзование.

2) Полезный объем, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{п}i} = Q_i - \sum Q_{\text{пот}i}, \quad (2.14)$$

где Q_i – расход среднегодового года в i месяц;
 $\sum Q_{\text{пот}i}$ – суммарные потери в i месяц.

3) расход в НБ, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{нб}i} = Q_i + Q_{\text{ф}}, \quad (2.15)$$

где Q_i – то же, что и в формуле (2.14);
 $Q_{\text{ф}}$ – то же, что и в формуле (2.14).

- 4) отметка ВБ, равная отметке НПУ;
- 5) отметка НБ, рассчитывается по зимней и летней кривым полинома;
- 6) напор, рассчитывается по формуле:

$$H_i = Z_{вбi} - Z_{нбi} - \Delta h, \quad (2.16)$$

где $Z_{вбi}$ – отметка ВБ в i месяц;
 $Z_{нбi}$ – отметка НБ в i месяц;
 Δh – потери напора.

7) мощность ГЭС, рассчитывается по формуле:

$$N_{гэс i} = \frac{k_N \cdot Q_{п i} \cdot H_i}{1000}, \quad (2.17)$$

где $Q_{п i}$ – полезный объем в i месяц;
 H_i – напор в i месяц;
 k_N – коэффициент мощности.

8) мощность сан попуска, рассчитывается по формуле:

$$N_{сан i} = \frac{k_N \cdot Q_{сан i} \cdot H_i}{1000}, \quad (2.18)$$

где $Q_{сан i}$ – расход сан попуска в i месяц;
 H_i – напор в i месяц;
 k_N – коэффициент мощности.

9) гарантированная мощность, рассчитывается по формуле:

$$\Delta N_i = N_{гэс i} - N_{сан i}, \quad (2.19)$$

где $N_{гэс i}$ – то же, что и в формуле (2.17);
 $N_{сан i}$ – то же, что и в формуле (2.18).

10) выработка, рассчитывается по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_i = \Delta N_i \cdot 24, \quad (2.20)$$

где ΔN_i – то же, что и в формуле (2.19).

Расчёты приведены в таблицах 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9 – Работа по водотоку

Месяц ы	I	II	III	IV	V	VI	VI I	VII I	IX	X	XI	XI I
Q90	24	30	36	14	82	72	39	306	25	16	12	57
Qобщ	8	8	3	-4	-6	6	5	4	4	3	8	8
Qпол	16	22	33	14	83	71	38	302	24	16	11	49
Zвб	60	60	60	60	60	60	60	601	60	60	60	60
Zнб	57	57	57	57	57	57	57	573	57	57	57	57
H	29	29	29	29	28	28	28	28	28	29	29	29
Nгар	5	7	10	40	15	14	92	75	63	44	35	14

Таблица 2.10 – Работа по ВХК

Месяц ы	I	II	III	IV	V	VI	VI I	VII I	IX	X	XI	XI I
Qвхк, мЗ/с	11	11	11	11	22	22	22	228	22	11	11	11
Zвб, м	60	60	60	60	60	60	60	601	60	60	60	60
Zнб, м	57	57	57	57	57	57	57	573	57	57	57	57
H, м	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Nвхк, МВт	31	31	32	32	59	59	59	59	59	32	31	31

Также необходимо определить разницу между мощностью проектируемой ГЭС, полученной в результате расчета на полезном бытовом стоке и в режиме работы по требованиям ВХК. Результаты расчета внесены в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Сравнение режимов работы по $Q_{\text{быт}}$ и $Q_{\text{вхк}}$

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Nполбыт, МВт	5	7	10	40	154	141	92	75	63	44	35	14
Nвхк, МВт	31	31	32	32	59	59	59	59	59	32	31	31
delN, МВт	-26	-24	-22	8	96	82	33	17	5	12	4	-16
сумма	168											

Полученные расчеты заносим в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Режим работы ГЭС без регулирования

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q90	24	30	36	141	825	722	393	306	250	164	125	57
Qисп	0	0	0	1	4	4	2	2	1	1	1	0
Qфильтр	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Продолжение таблицы 2.12

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qшлюз	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Qльдооб р	5	5	0	-8	-13	0	0	0	0	0	5	5
Q общ потерь	8	8	3	-4	-6	6	5	4	4	3	8	8
Qвхк	114	114	114	114	228	228	228	228	228	114	114	114
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Qвхк	114	114	114	114	228	228	228	228	228	114	114	114
Q90	24	30	36	141	825	722	393	306	250	164	125	57
Qобщ	8	8	3	-4	-6	6	5	4	4	3	8	8
Qпол	16	22	33	145	831	716	388	302	246	161	117	49
Zвб	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601
Zнб	572	572	572	572	573	573	573	573	573	572	572	572
Н	29	29	29	29	28	28	28	28	28	29	29	29
Nгар	4	5	8	36	200	172	93	73	59	40	29	12

Целью данных расчетов является примерное нахождение значений ΔN и $\Delta \Delta$ за сутки каждого месяца для облегчения расчетов следующего этапа – ВЭР.

2.2.2 Баланс энергии

Построение баланса энергии сводится к следующему: на графике средних мощностей энергосистемы изображаем покрытие его средними мощностями существующих ГЭС (с пика графика), от нижней огибающей нагрузки существующих ГЭС вписываем два альтернативных режима проектируемой ГЭС: по бытовому стоку и по ВХК. Режимы накладываются друг на друга. Зимние и осенние месяцы оказываются дефицитными по воде, а месяцы наибольшей приточности – профицитными. Задача – найти такое положение линии гарантированной мощности, которая пересекает график, чтобы суммарный избыток мощности был использован полностью.

Далее находится линия гарантированной мощности. Результаты представим в таблицу 2.13.

Таблица 2.13 – Данные для построения баланса энергии

t, месяц	$P_{ср}$, МВт	$N_{сущ ГЭС}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{вхк}$, МВт
1	7953	3600	5	31
2	7694	3450	7	31
3	7245	3150	10	32
4	6727	2850	40	32
5	6278	2550	154	59
6	6018	2400	141	59
7	6017	2400	92	59
8	6276	2550	75	59
9	6724	2850	63	59

Продолжение таблицы 2.13

t, месяц	$P_{ср}$, МВт	$N_{сущ}$ ГЭС, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{ВХК}$, МВт
10	7242	3150	44	32
11	7692	3450	35	31
12	7952	3600	14	31

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (12). Из рисунка 2.4 видно, что под регулирование попали 2 месяца, а в остальные месяцы, ГЭС работает по требованиям ВХК. Расчет сработки – наполнения маловодного и средневодного года представлен в приложении А, таблицы А.1 – А.2.

Данный расчет выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. В таблице 2.14 представлены месяцы с гарантированной мощностью.

Таблица 2.14 – Гарантированная мощность проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{гар}$, МВт	124	ВХК										124

По значениям из таблицы 2.13 строится баланс энергии. Изобразим баланс энергии на рисунке 2.4.

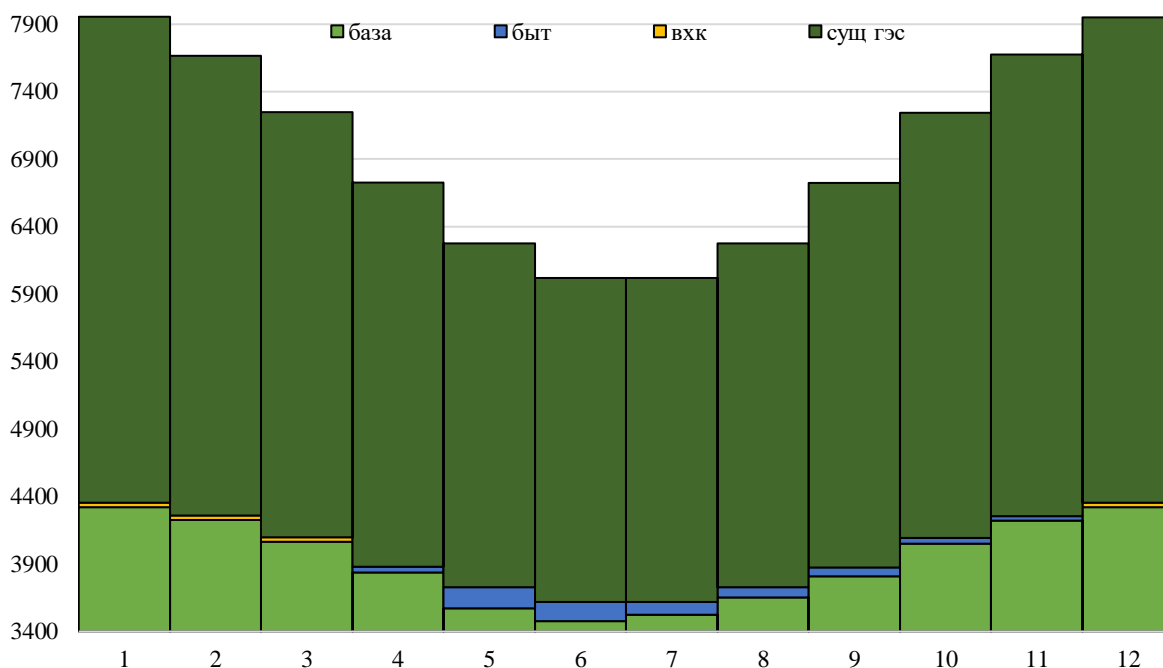


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учетом перераспределения бытовых мощностей

2.3 Баланс мощности энергосистемы

Для построения баланса мощности необходимо знать рабочие мощности существующих станций энергосистемы за каждый месяц. Для этого строятся ИКН – приращения мощности от приращения выработки.

Рассчитываются координаты приращения мощности и выработки для построения ИКН. По оси абсцисс откладываются значения среднесуточной выработки, существующих ГЭС, взятые с сайта «Системный оператор». Пересечение оси абсцисс с ИКН является рабочей мощностью существующих станций.

Для примера, выполним все вышеуказанные операции для января. Расчеты для построения ИКН занесен в таблицу 2.15.

Таблица 2.15 – Данные для построения ИКН января и нагрузки системы

Dt, ч	P_t^3 , МВт	DP_t^3 , МВт	DЭ, МВт.ч	P_s^3 , МВт	Эs, МВт.ч	Потребление МВт
1	8291,5	15,3	15,3	15,3	0,02	7377,9
2	8276,2	40,3	80,6	55,6	0,10	7470,9
3	8235,9	29,4	88,2	85,0	0,18	7704,7
4	8206,5	30,3	121,2	115,3	0,31	7956,5
5	8176,2	25,9	129,4	141,2	0,43	8201,2
6	8150,3	37,1	222,4	178,2	0,66	8335,3
7	8113,2	19,1	133,8	197,4	0,79	8430,9
8	8094,1	17,6	141,2	215,0	0,93	8347,6
9	8076,5	2,4	21,2	217,4	0,95	8332,1
10	8074,1	1,2	11,8	218,5	0,97	8297,6
11	8072,9	32,9	362,4	251,5	1,33	8259,4
12	8040,0	9,4	112,9	260,9	1,44	8231,2
13	8030,6	75,0	975,0	335,9	2,42	8217,4
14	7955,6	27,1	378,8	362,9	2,79	8347,1
15	7928,5	167,1	2505,9	530,0	5,30	8455,6
16	7761,5	82,6	1322,4	612,6	6,62	8448,2
17	7678,8	45,6	775,0	658,2	7,40	8305,0
18	7633,2	109,1	1964,1	767,4	9,36	8235,0
19	7524,1	96,8	1838,5	864,1	11,20	8114,7

Продолжение таблицы 2.15

Dt, ч	Ptз, МВт	DPtз, МВт	DЭ, МВт.ч	PSз, МВт	Эs, МВт.ч	Потребление МВт
20	7427,4	12,1	241,2	876,2	11,44	7855,9
21	7415,3	51,5	1080,9	927,6	12,52	7658,8
22	7363,8	59,1	1300,6	986,8	13,82	7486,2
23	7304,7	111,8	2570,6	1098,5	16,39	7424,1
24	7192,9	7192,9	172630,6	8291,5	189,02	7383,5

Определим рабочие мощности существующей Красноярской, Богучанской и проектируемой ГЭС в январе.

Зная суточную выработку по январю и декабрю, строим треугольник существующей ГЭС, где по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной – установленная мощность рассматриваемой ГЭС. Вписываем его в уже построенную ранее ИКН (приложение А, рисунок А.3), так, чтобы все вершины треугольника касались её.

Используя ИКН, построенную в приложении А на рисунке А.3 определяем рабочую зону Красноярской ГЭС в суточном графике нагрузки и её рабочую мощность в январе.

Выработка проектируемой Верхне-Казырской ГЭС:

$$N_{\text{раб.январь}}^{\text{проект.ГЭС}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 = 134 \cdot 24 = 3216 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.21)$$

Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону графика нагрузки, представленного в приложении А, рисунок А.3.

Рабочая мощность Верхне-Казырской ГЭС:

$$N_{\text{раб.январь}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{январь}}^{\text{поупик.пр ГЭС}} + N_{\text{январь}}^{\text{база ГЭС}} = 155 \text{ МВт}. \quad (2.22)$$

Такая процедура расчета проводится для каждого месяца. Таблицы и кривые ИКН приведены в приложениях (приложение А, рисунок А.1 – А.6)

Таблица с полученными данными для проектируемой ГЭС и полученной мощностью представлена в таблице 2.16.

Таблица 2.16–Исходные данные проектируемой ГЭС и полученная рабочая мощность

t, месяц	N гар, МВт	Э гар, МВт.ч	N баз, МВт	Э баз, МВт.ч	N пик, МВт	Э пик, МВт.ч	N раб, МВт
1	134	3223	12	278	140	2945	152

Продолжение таблицы 2.16

t, месяц	N гар, МВт	Э гар, МВт·ч	N баз, МВт	Э баз, МВт·ч	N пик, МВт	Э пик, МВт·ч	N раб, МВт
2	34	819	11	271	39	548	50
3	22	521	11	267	17	255	28
4	22	518	11	265	11	253	22
5	46	1105	23	559	68	546	91
6	51	1231	26	623	47	608	73
7	54	1288	27	651	49	637	76
8	54	1303	27	659	80	644	107
9	55	1308	28	662	27	647	55
10	28	663	14	339	22	324	36
11	34	809	14	337	34	472	48
12	134	3221	13	308	139	2913	152

2.4 Резервы мощности энергосистемы. Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

Различают аварийный, нагрузочный и ремонтный резервы:

1) нагрузочный резерв составляет 2% от максимальной мощности энергосистемы. Этот вид резерва присутствует у существующих и проектируемой ГЭС и пропорционален в зависимости рабочей мощности.

2) аварийный резерв составляет 10% от максимальной мощности энергосистемы. Аварийный резерв присутствует у существующих ГЭС, а также у ТЭС и АЭС.

3) ремонтный резерв. Планирование капитальных ремонтов у ГЭС и ТЭС производится в периоды свободной мощности, т.е. когда энергосистема не максимально нагружена. Период ремонта гидроагрегатов осуществляется 1 раз в 4 года в течении 1 месяца. У ТЭС ремонт оборудования происходит в среднем 1 раз в 2 года.

Ремонтный резерв проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{155}{6} = 27 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.23)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}$ – планируемая установленная мощность проектируемой ГЭС.

Ремонтный резерв существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{3600}{6} = 600 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.24)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}$ – установленная мощность существующих ГЭС.

Для расчета ремонтного резерва у ТЭС необходимо знать установленную мощность ТЭС:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{ав.рез.}}^{\text{ТЭС}} = 3168 + 317 = 3485 \text{ МВт}, \quad (2.25)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}}$ – рабочая мощность существующих ТЭС;
 $N_{\text{ав.рез.}}^{\text{ТЭС}}$ – аварийный резерв существующих ТЭС.
 Ремонтный резерв ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} = \frac{4643}{2} = 2321.5 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.26)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}$ – установленная мощность существующих ТЭС.

Площадь ремонтных резервов ТЭС распределяются на несколько месяцев. Все резервы добавляются на годичный баланс мощности (рисунок 2.5)

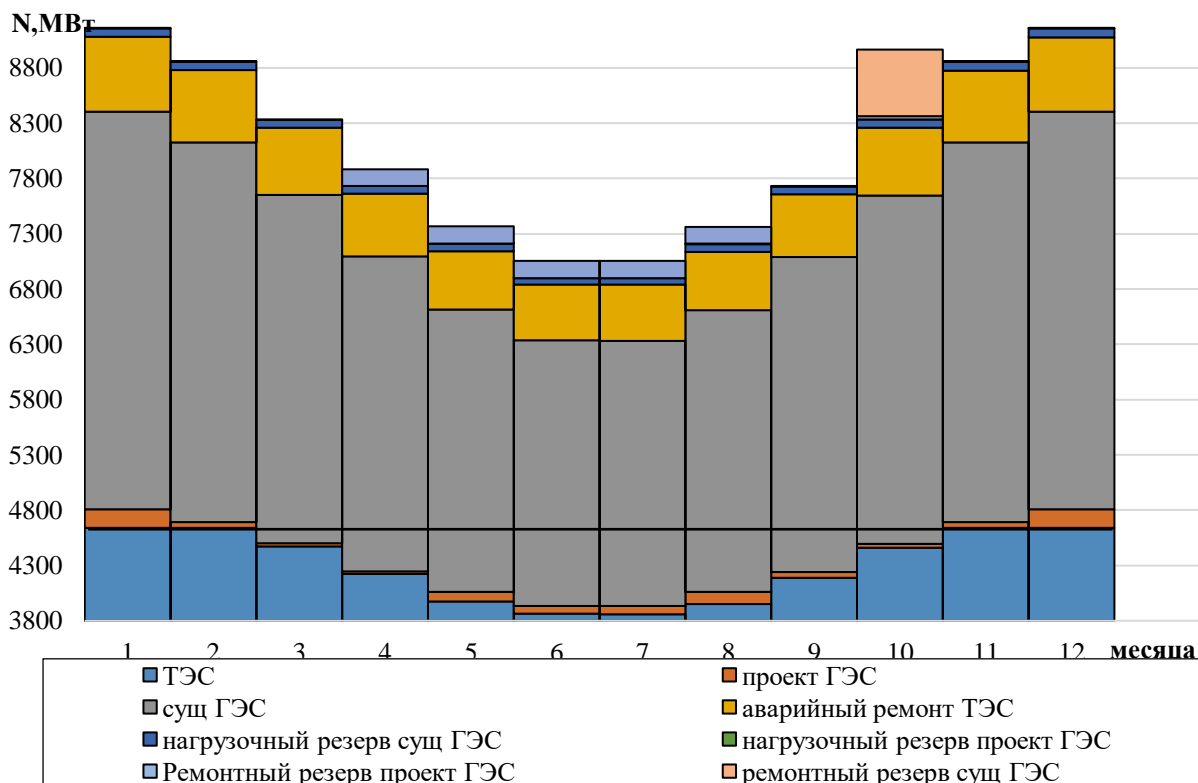


Рисунок 2.5 – Баланс мощности и резервы на годовом графике нагрузки

Исходя из нагрузочного резерва проектируемой ГЭС установленная мощность проектируемой станции составляет:

$$N_{уст}^{пр.ГЭС} = N_{раб}^{пр.ГЭС} + N_{нагр.рез.}^{пр.ГЭС} = 152 + 3 = 155 \text{ МВт.} \quad (2.27)$$

2.5 Режимное поле

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС – построить режимное поле, представленное на рисунке 2.6, с указанием линий ограничений для различных режимов. Также режимное поле незаменимо при выборе оборудования и ГУХ.

Методика составления режимного поля приведена в методическом пособии [2], результаты расчета приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17–Результаты расчёта режимного поля проектируемой ГЭС

Qнб	Zнб(лето)	Zнб(зима)	Ннпу	Нумо	Hzвб1	Н	Q	Н	Q
м ³ /с	м	м	м	м	м	м	м ³ /с	м	м ³ /с
0	566,67	571,70	29,00	22,70	24,15	26,35	720	21,25	893
100	567,54	572,39	28,31	22,01	23,46	25,95	731	21,20	892
200	568,17	572,94	27,76	21,46	22,91	25,60	741	21,10	890
300	568,63	573,37	27,33	21,03	22,48	25,25	752	21,00	888
400	568,97	573,71	26,99	20,69	22,14	24,90	762	20,90	886
500	569,23	573,97	26,73	20,43	21,88	24,55	773	20,80	884
600	569,44	574,18	26,52	20,22	21,67	24,20	784	20,70	881
700	569,62	574,36	26,34	20,04	21,49	23,85	796	20,60	879
800	569,77	574,51	26,19	19,89	21,34	23,50	808	20,50	877
900	569,89	574,65	26,05	19,75	21,20	23,15	820	20,40	875
1000	569,96	574,77	25,93	19,63	21,08	22,80	832	20,30	873
1100	569,95	574,87	25,83	19,53	20,98	22,45	845	20,20	871
1200	569,82	574,93	25,77	19,47	20,92	22,10	859	20,10	869
1300	569,52	574,97	25,73	19,43	20,88	21,75	873	20,00	866
1400	568,98	574,99	25,71	19,41	20,86	21,25	893	19,85	863

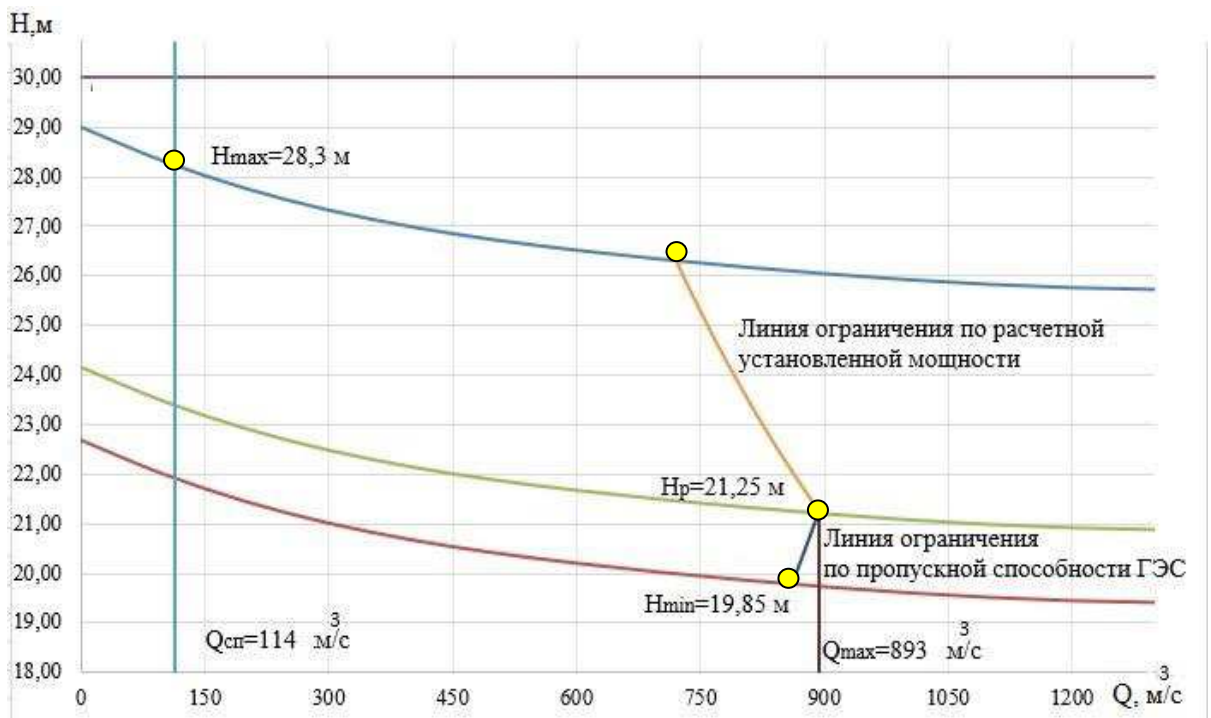


Рисунок 2.8 – Режимное поле

Из режимного поля следует:

- 1) максимальная пропускная способность $Q_{\max} = 893$ m^3/c ;
- 2) максимальный напор $H_{\max} = 28,3$ м;
- 3) расчетный напор $H_{\text{расч}} = 21,25$ м;
- 4) минимальный напор $H_{\min} = 19,85$ м.

Наиболее подходящие турбины ПЛ 30а-В, ПЛ 30б-В.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса D_1 и синхронной частоты вращения $n_{\text{синх}}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, гидроагрегат работал с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса [4].

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

1. значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
2. отношение $\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{19,85}{30} = 0,66$ должно быть не меньше справочных данных;
3. максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует ПЛ 30а-В и ПЛ 30б-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.1.

При данном диапазоне напоров подходящие варианты занесены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры гидротурбин

Параметр		ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
Предельный напор гидротурбины	$H_{\text{пред}}$, м	30	30
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{opt} , мин ⁻¹	126	130
Оптимальный приведенный расход	Q'_{opt} , л/с	890	1270
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{m opt}}$	0,912	0,911
Максимальный приведенный расход	Q'_{\max} , л/с	1950	1900
Коэффициент кавитации при максимальном приведенном расходе	$\sigma(Q'_{\max})$	1	1

Продолжение таблицы 3.1

Параметр		ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
Диаметр рабочего колеса модели	$D_{1м}, м$	0,46	0,46
Напор на модельной турбине	$H_m, м$	4	8
Температура воды испытаний модельной турбины	$t_m, °C$	5	21

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполнены расчеты из ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин).

- КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MP1}) \left(0,25 + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

где η_{MP1} - КПД модельной турбины в точке P1;

$D_{1\text{мод}}$ - диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ - напор модельной турбины;

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

$v_H, v_{\text{мод}}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon=0,75$).

- мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a^* = 9.81 \cdot Q'_{IP1} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где Q'_{IP1} - приведенный расход в точке P1;

η_T - КПД натурной турбины;

η_G - КПД генератора ($\eta_G=0,97$).

- количество агрегатов:

$$Z_a^* = \frac{N_{\text{уст}}}{N_a^*}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 98000$ кВт);

N_a^* - мощность агрегата.

- получившееся значение округляется до целого числа:
- пересчитывается мощность агрегата для целого числа Z_{agr} :

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.4)$$

- поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_T}{\eta_M P_1}, \quad (3.5)$$

- частота вращения турбины:

$$n_c^* = \frac{n'_{I\ opt} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где $n'_{I\ opt}$ – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в р. точке.

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

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

- приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{I\ max} = \frac{n_c D_1}{(\Delta_1 H_{min})^{0.5}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{I\ p} = \frac{n_c D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{I\ min} = \frac{n_c D_1}{(\Delta_1 H_{max})^{0.5}}, \quad (3.9)$$

- координаты расчетной точки натурной турбины:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T}, \quad (3.10)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{Iр}$, чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства;

- произведение для ограничения по генератору:

$$(Q'_I \cdot \eta_T)_{H_{max}} = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_{T\text{ ср}}}, \quad (3.11)$$

- приведенные минимальные расходы ограничения по сан попуску:

$$Q'_{I(H_{min})} = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

$$Q'_{I(H_{max})} = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.13)$$

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проведена параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия построена по двум точкам, одна из которой – расчетная точка, а другая – точка, определенная по формуле (3.13), подстановкой в формулу максимального напора.

Выбор подходящего типа турбин основывался на следующем анализе.

Отсеивались турбины, левая граница режимного поля которых выходила за пределы универсальной характеристики или находилась в непосредственной близости к оптимуму или за ним. Определялось положение расчетной точки, и отсеивались турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведенными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчетного).

Также не рассматривались турбины, число агрегатов больше 6 в виду нецелесообразности данного выбора гидротурбин.

Анализируя полученные варианты параметров турбин для дальнейшего анализа выбраны турбины ПЛ30а-В и ПЛ30б-В со следующими параметрами:

ПЛ30а-В-475: $Z_a=6$, $n_c=125$ об/мин;

ПЛ30а-В-560: $Z_a=4$, $n_c=107,1$ об/мин;

ПЛ30а-В-630: $Z_a=3$, $n_c=100$ об/мин.

Для выбора лучшего варианта необходимо рассчитать высоту отсасывания.

Главные универсальные характеристики выбранных турбин с построенным режимным полем представлены в приложении В, рисунки В.1-В.3.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.14)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- для максимального напора H_{max} и номинальной мощности;
- для расчетного напора H_p и номинальной мощности;
- для минимального напора H_{min} и номинальной мощности.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл.}, \quad (3.15)$$

где B – барометрическое давление (10,3 м вод.ст);

ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{нб}(Q_{нб})$;

$\Delta Z_{x.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ ГТ $\Delta Z_{x.пл.}=0$.

Расчеты для ГТ ПЛ30а-560-В:

При H_{max} :

$$H_s = 10,3 - \frac{572,747}{900} - 0,37 \cdot 28,3 - 1,5 = -2,307 \text{ м,}$$

где $Z_{нб}(Q_{нб}) = 572,747 \text{ м.}$

При H_p :

$$H_s = 10,3 - \frac{573,037}{900} - 0,7 \cdot 21,25 - 1,5 = -6,712 \text{ м,}$$

где $Z_{нб}(Q_{нб}) = 573,037 \text{ м.}$

При H_{\min} :

$$H_s = 10,3 - \frac{572,994}{900} - 0,7 \cdot 19,85 - 1,5 = -5,732 \text{ м,}$$

где $Z_{нб}(Q_{нб}) = 572,994 \text{ м.}$

Для удобства все результаты расчетов высоты отсасывания сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета высоты отсасывания

Тип турбины	D_1	z	n	КПД	N_a	H_{s1}	H_{s2}	H_{s3}
ПЛ30а	4,75	6	125	0,926	25,83	-4,16	-1,74	-2,36
ПЛ30а	5,6	4	107,1	0,928	38,75	-6,71	-2,31	-5,73
ПЛ30а	6,3	3	100	0,929	51,67	-8,84	-14,48	0,52

При анализе выбрана турбина ПЛ30а-В-560 исходя из следующего:

-при сравнении двух вариантов (ПЛ30а-В-475 и ПЛ30а-В-560), была выбрана данная турбина, так как $z=4$, строительство будет более экономично, чем при первом варианте.

-выбранные параметры турбины обеспечивают эксплуатацию агрегатов во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД=0,928;

-турбина с минимальным количеством агрегатов, при большей мощности каждого из них $N_a=38,75 \text{ МВт}$, что приводит к снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления.

Турбина ПЛ30а-В-560 имеет следующие параметры:

$$D_1 = 5,6 \text{ м.}$$

$$D_0 = 2,232 \cdot 5,6 = 6,899 \text{ м.}$$

$$z_0 = 24.$$

Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины.

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_S^{доп}, \quad (3.16)$$

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:

- Работа одного агрегата при H_{max} и $N_{ном}$;
- Работа одного агрегата при $H_{расч}$ и $N_{ном}$;
- Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания:

Расчет гидротурбины ПЛ30а-В-560

- для расчетного напора и номинальной мощности:

$$(\nabla X. ПЛ)_{H_p} = 573,037 - 6,712 = 566,325 \text{ м.} \quad (3.17)$$

- для максимального напора и номинальной мощности:

$$(\nabla X. ПЛ)_{H_{max}} = 572,737 - 2,307 = 570,44 \text{ м.} \quad (3.18)$$

- для минимального напора и соответствующей ему мощности на линии ограничения:

$$(\nabla X. ПЛ)_{H_{min}} = 572,994 - 5,732 = 567,262 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Из всех полученных расчетных значений H_S выбирается такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее $H_S = -6,712$ м и наименьшую отметку рабочего колеса $(\nabla X. ПЛ)_{H_p} = 566,325$ м.

3.3 Гидромеханический расчет и построение бетонной спиральной камеры и определение ее геометрических размеров проточной части

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

- 1) равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости v_r ;
- 2) одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_{\omega}r = \text{const}$;
- 3) размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

В ходе расчета спиральной камеры определяются размеры ее радиальных сечений и форма спирали в плане. Исходными данными для расчета являются: Угол охвата спиральной камеры – $\varphi_{\text{сп}} = 210^{\circ}$ – рекомендованный угол охвата спиральной камеры.

По ГУХ (приложение Б, рисунок Б.4) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины:

- 1) наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,789 \cdot D_1, \quad (3.20)$$

$$r_{\text{вх}} = 1,789 \cdot 5,6 = 10,02 \text{ м.}$$

- 2) высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1, \quad (3.21)$$

$$b_0 = 0,4 \cdot 5,6 = 2,24 \text{ м.}$$

- 3) диаметр расположения входных кромок статора (из таблицы «Геометрические параметры статора»):

$$D_a = 8,55 \text{ м.}$$

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{8,55}{2} = 4,275 \text{ м.} \quad (3.22)$$

4) диаметр расположения выходных кромок статора (из таблицы «Геометрические параметры статора»):

$$D_b = 7,45 \text{ м},$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{7,45}{2} = 3,725 \text{ м}. \quad (3.23)$$

5) полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{T \text{ опт}}}, \quad (3.24)$$

$$Q_0 = \frac{38750}{9,81 \cdot 21,25 \cdot 0,928} = 215,58 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

6) расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360}, \quad (3.25)$$

$$Q_{\text{вх}} = \frac{215,58 \cdot 210}{360} = 125,76 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

7) площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости (входная скорость берется из графика допустимых скоростей во входном сечении для бетонных спиральных камер):

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{вх}}}, \quad (3.26)$$

$$F_{\text{вх}} = \frac{125,76}{3,85} = 32,66 \text{ м}^2.$$

8) высота входного сечения $b_{\text{вх}}$ определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \text{tg}15^\circ, \quad (3.27)$$

Решая квадратное уравнение, получили:

$$b_{\text{ВХ}} = 5,75 \text{ м.}$$

9) ширина входного сечения:

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 10,02 - 4,275 = 5,745 \text{ м.} \quad (3.28)$$

10) величина $m_{\text{ВХ}}$:

$$m_{\text{ВХ}} = b_{\text{ВХ}} - b_0 = 5,75 - 2,24 = 3,51 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.2.

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i, \quad (3.30)$$

где $k_2 = \frac{m_{\text{ВХ}}}{a_{\text{ВХ}}},$

$$b_i = m_i + b_0 \quad r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^0, \quad (3.31)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg} 15^0 \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i, \quad (3.32)$$

$$J_{\text{ВХ}} = 4,77 \text{ м.}$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^0 = \frac{210}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i, \quad (3.33)$$

Результаты расчетов внесли в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	ВХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	ВЫХ
Ri (1)	10,02	9,45	8,87	8,30	7,73	7,16	6,59	6,01	5,44	4,87	4,30	3,73
bi (2)	5,75	5,09	4,49	3,97	3,51	3,13	2,81	2,56	2,38	2,28	2,24	2,27
ai (3)	5,74	5,17	4,60	4,03	3,45	2,88	2,31	1,74	1,17	0,59	0,02	-
rk (4)	5,19	5,02	4,86	4,73	4,61	4,51	4,42	4,36	4,31	4,28	4,28	4,28
rk/ra (5)	1,22	1,17	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00

Продолжение таблицы 3.2

Величина	ВХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	ВЫ Х
$\ln(5)$ (6)	0,19	0,16	0,13	0,10	0,07	0,05	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00
$r_k \cdot \text{ctg} \phi$ (7)	2,34	2,21	2,08	1,94	1,81	1,67	1,54	1,41	1,27	1,14	1,01	0,87
(7)·(6) (8)	0,85	0,79	0,73	0,66	0,59	0,52	0,43	0,34	0,24	0,13	0,01	-0,14
m_i (9)	4,90	4,03	3,28	2,63	2,08	1,61	1,21	0,87	0,58	0,30	0,01	-0,31
J_i (10)	20,30	19,62	19,01	18,48	18,01	17,6 1	17,2 9	17,0 4	16,8 6	16,7 5	16,7 1	16,74
$\phi_{сп i}$ (11)	3,95	3,15	2,46	1,86	1,35	0,93	0,59	0,33	0,15	0,04	0,00	0,03

Выполнили построение плана спиральной камеры (приложения Б, рисунок Б.2) по таблице 3.2 и построили график зависимости $\phi_{сп}=f(r_i)$ (рисунок 3.1). Значения для таблицы 3.3 получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с $\Delta \phi_{сп} = 15^\circ$.

Таблица 3.3 – Значения r_i и ϕ_i для построения спиральной камеры

ϕ_i	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
r_i	10,02	9,57	9,12	8,67	8,22	7,77	7,32	6,87	6,42	5,97	5,52	5,07	4,62	4,17	3,73

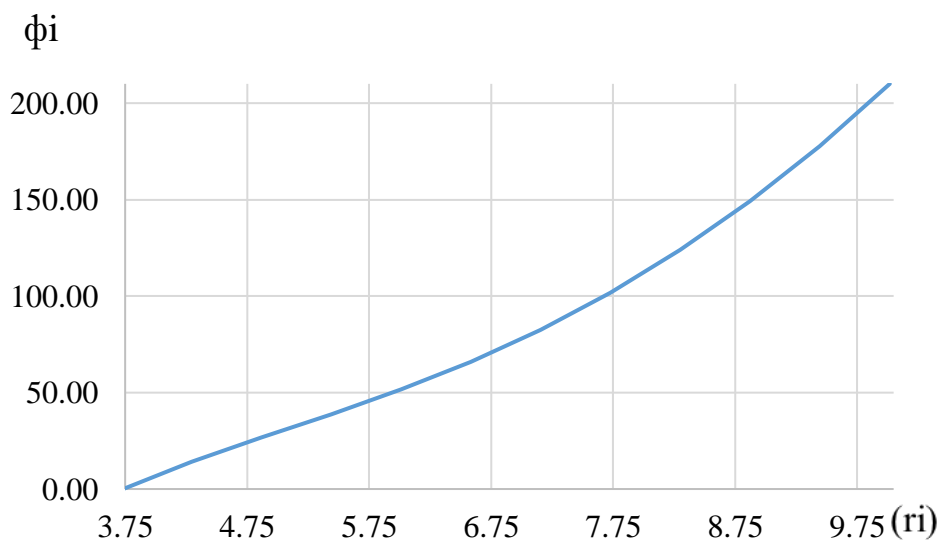


Рисунок 3.1 – График зависимости $\phi_{сп}=f(r_i)$

При определении ширины водовода из ГУХ получено значение $B' = 16,16$ м. Так как ширина подвода $B' > 8$ м, то необходимо устанавливать промежуточный бычок, толщину которого можно приближённо назначить из выражения:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400}, \quad (3.34)$$

где Q_{\max} – максимальный расход воды через турбину, $\text{м}^3/\text{с}$.

$$Q_{\max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\max}} = \frac{38750}{9,81 \cdot 21,25 \cdot 0,928} = 200,09 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.35)$$

$$b = 1 + \frac{200,09}{400} = 1,5 \text{ м.}$$

Ширина водовода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 16,16 + 1,5 = 17,7 \text{ м.} \quad (3.36)$$

3.4 Определение геометрических размеров проточной части

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

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,615 \cdot D_1 = 2,615 \cdot 5,6 = 14,644 \text{ м.} \quad (3.37)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,232 \cdot D_1 = 1,232 \cdot 5,6 = 6,899 \text{ м.} \quad (3.38)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 210^\circ. \quad (3.39)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 5,6 = 16,156 \text{ м.} \quad (3.40)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot D_1 = 4,548 \cdot 5,6 = 25,469 \text{ м.} \quad (3.41)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 5,6 = 14 \text{ м.} \quad (3.42)$$

Определим наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.43)$$

где $[\tau_{доп}] = 35$ мПа,

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{38750}{107,1} = 3,5 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.44)$$

$$D_B^* = \left(\frac{5,1 \cdot 3,5}{35} \right)^{0,33} = 0,803 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_B = 0,805 \text{ м}.$$

3.5 Выбор серийного типа гидрогенератора

Гидрогенератор является одним из важных оборудований для выработки электроэнергии. Поэтому выбирают его с особой точностью. Для выбора гидрогенератора необходимо: частота вращения, мощность агрегата и число пар полюсов [5].

Число пар полюсов:

$$p = \frac{f \cdot 60}{n} = \frac{3000}{107,1} = 28, \quad (3.45)$$

где f – частота сети, в ОЭС России частота сети равна 50 Гц;

n – частота вращения агрегата.

Занесли рассчитанные данные гидрогенератора ВГС-850/135-56 в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора ВГС-850/135-56

Тип		ВГС 850/135-56 УХЛ4
мощность номинальная	полная, МВА	43,75
	активная, МВт	35
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		107,1
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		3

Продолжение таблицы 3.4

Тип		ВГС 850/135-56 УХЛ4
номинальный ток статора, А		2406
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1005
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		275
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное x_d	0,86
	переходное x_d	0,3
	сверхпереходное x_d''	0,19
индуктивное сопротивление обратной последовательности x_2		0,232
емкость обмотки статора, мкФ		0,61
соединение фаз обмотки статора		звезда
количество выводов генератора	главных	1
	нейтральных	1
режим работы нейтрали		изолированная
тип возбуждения/вспомогательный генератор		независимое тиристорное/ В-235/46-56 УХЛ4

После выбора гидрогенератора выяснилось, что он будет работать с перегрузкой, которая равна:

$$\Delta = \frac{P_{ГЭС} - P_{Г}}{P_{ГЭС}} = \frac{38,75 - 35}{38,75} = 9,6\% < 10\%, \quad (3.46)$$

Из этого следует, что данный гидрогенератор может работать во всех режимах работах ГЭС.

3.6 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов

3.6.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.6.1.1 Расчет вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.47)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа,

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 38750}{107,1} = 3,52 \text{ МПа}. \quad (3.48)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{3,52}{32,5} \right)^{0,33} = 0,805 \text{ м} = 822 \text{ мм}.$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм). Принимаем $D_B = 850$ мм.

3.6.1.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 38750}{107,1 \cdot 5,6} = 51,68 \text{ кН}. \quad (3.49)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B , принимаем $d_{п}=870$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \text{ кПа}, \quad (3.50)$$

где $h_{п}$ принимается 400 мм, при $D_B = (500 - 800)$ мм.

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{ кПа}, \quad (3.51)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_{п}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (3.52)$$

Расчет:

$$p_{уд} = \frac{51,68}{0,87 \cdot 0,4} = 44,5 \text{ кПа}.$$

$$U = \pi \cdot 107,1 \cdot \frac{0,87}{30} = 3105,9 \frac{\text{М}}{\text{с}}.$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 3105,9 = 90,07 \text{ кПа}.$$

Условие $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ соблюдается.

Расчет сегментного подшипника:

Принимаем:

$$h_{\text{п}} = 300 \text{ мм},$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8.$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)}, \text{ кН}, \quad (3.53)$$

где $a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}.$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа}, \quad (3.54)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м}, \quad (3.55)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа}, \quad (3.56)$$

Расчет:

$$a = \frac{360^{\circ}}{8} = 45^{\circ}.$$

$$R_1 = \frac{51,68}{1 + 2 \cdot \cos 45^{\circ} + 2 \cos(90^{\circ})} = 21,38 \text{ кН}.$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,87 \cdot \pi \cdot \frac{0,87}{8} = 0,39 \text{ м}.$$

$$p_{уд} = \frac{51,68}{0,39 \cdot 0,3} = 441,71 \text{ кПа.}$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 11 = 716 \text{ кПа.}$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ соблюдается.

В обоих видах подшипниках вышесказанное условие соблюдается, но из-за более простой установки и эксплуатации выбрали сегментный подшипник.

3.6.2 Выбор типа маслонапорной установки

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

По номограмме определили тип маслонапорной установки для напора 30 м и D1 – 5,6 м:

МНУ 25/2-40-32-3;

где 25 – объем гидроаккумулятора;
2 – количество гидроаккумуляторов;
40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;
32 – сливной бак, вместительностью 32 м³;
3 – количество насосов.

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

3.6.3 Выбор электрогидравлического регулятора

ЭГР выбирается в соответствии типа ГТ и мощности проектируемой гидроэлектростанции. Так как турбина поворотной-лопастная, то выбираем ЭГРК. Диаметр главного золотника – 150 мм. Выбранный регулятор:

ЭГРК-2И1-150-5;

где ЭГР – электрогидравлический регулятор;
2И1 – с электромеханическим комбинатором вне колонки управления;
150 – диаметр главного золотника;
5 – гидромеханическая колонка 5-го исполнения.

3.6.4 Выбор кранов

Выбирая типы, количество и грузоподъемности кранов, следует основываться на следующих условиях:

- 1) грузоподъемность крана должна быть больше массы ротора;
- 2) при количестве ГА на станции более пяти, необходима установка дополнительного крана;
- 3) климатические условия данной местности.

По массе ротора принимается мостовой кран, грузоподъемностью главного крюка – 100 тонн, вспомогательного – 20 тонн. Производство Ленинградского краностроительного завода.

Аналог ГЭС приведен в приложении Б, рисунок Б.5.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ. Главная схема должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям надежности и безопасности эксплуатации [10].

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. На генераторном напряжении для питания собственных нужд выполняются ответвления.

В энергосистеме Красноярского края присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Курагино-тяговая» 220 кВ с расстоянием 60 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупнёнными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупнёнными блоками, представленные на рисунке 1.1.

Структурная схема с одиночными и укрупнёнными блоками изображена на рисунке 4.1.

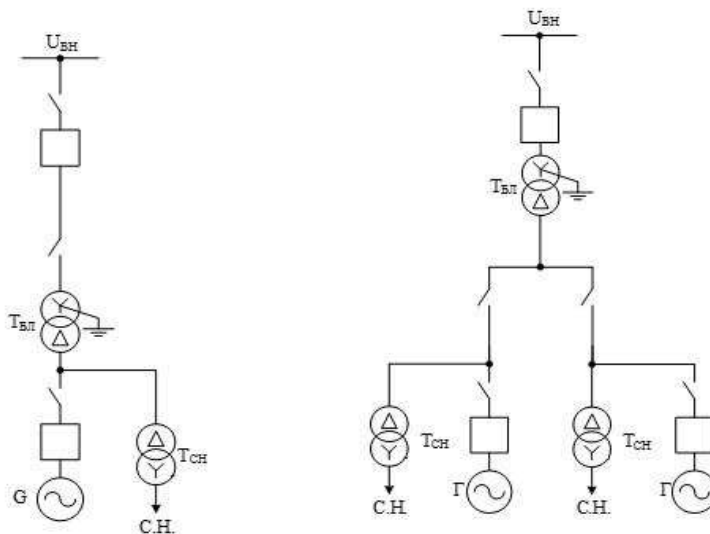


Рисунок 4.1 – Структурная схема простого блока

Исходя из СТО [10], мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 35 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор ВГС–850/135–56УХЛ4 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора ВГС–850/135–56УХЛ4 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора ВГС–850/135–56УХЛ4

Номинальная мощность, МВ·А		U _{Г ном} ,кВ	cos φ _{Г,о.е.}	η	Индуктивные сопротивления		
МВт	S _{Г ном}				P _{Г ном}	x _d "	x _d '
43,75	35	10,5	0,8	97,7	0,19	0,3	0,86

4.2.2 Выбор трансформаторов для схем с одиночным блоком

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{35 - 155 \cdot 0,01}{0,8} = 41,81 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-63000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 63000/220–У1

S _{НОМ} , МВА	U _Н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
	U _{ВН}	U _{НН}				
63	242	10,5	11	265	45	0,600

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год} \quad (4.2)$$

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;

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,045 \cdot 8729 = 392,81 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,265}{1} \cdot \left(\frac{41,81}{63}\right)^2 \cdot 2405 = 280,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот(1)}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}, \quad (4.6)$$

где для ОЭС Сибири:

$$\beta_1 = 0,60 \cdot 10^{-2} \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}};$$

$$\beta_2 = 0,90 \cdot 10^{-2} \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$I_{\text{пот(1)}} = 0,60 \cdot 10^{-2} \cdot 392,81 + 0,90 \cdot 10^{-2} \cdot 280,7 = 4,88 \text{ тыс. руб./год}$$

Для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 4,88 = 19,52 \text{ тыс. руб. год}$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos\varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{(35 - 155 \cdot 0,01)}{0,8} = 83,625 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (1.7)$$

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

По каталогу ОАО "Электрозавод"(Уфа) выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220-УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/220-УХЛ1

$S_{\text{ном}},$ МВА	$U_{\text{H}},$ кВ		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{xx}},$ кВт	$I_{\text{x}},$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	10,5	11	380	90	0,6

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.9)$$

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

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8729 = 785,61 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{2} \cdot \left(\frac{83,625}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 204,515 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот}(1)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.12)$$

где для ОЭС Сибири:

$$\beta_1 = 0,60 \cdot 10^{-2} \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}};$$

$$\beta_2 = 0,90 \cdot 10^{-2} \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$I_{\text{пот}(1)} = 0,60 \cdot 10^{-2} \cdot 785,61 + 0,90 \cdot 10^{-2} \cdot 204,515 = 6,55 \text{ тыс.} \frac{\text{руб.}}{\text{год}}.$$

Для 2 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 2 \cdot 6,55 = 13,1 \text{ тыс.} \frac{\text{руб.}}{\text{год}}.$$

4.2.4 Выбор трансформаторов СН

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от мощности станции:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{ст}} \quad (4.13)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot 155 = 1550 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Согласно СТО [10], в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Согласно СТО [17], должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу завода ООО «RU-TRANSFORMATOR» (Екатеринбург) выбираются 3 трансформатора ТСЗ-1600/10/0,4, стоимостью каждый 1196,1 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1600/10/0,4

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
1,6	10,5	0,4	6

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{СН}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{155 - 1,55}{0,8} = 191,81 \text{ МВ}\cdot\text{А}, \quad (4.14)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,85;$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше $K = 1$, при напряжении 220 кВ – $K = 1,2$, при напряжении 110 кВ – $K = 1,4$.

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{\text{с}})} + 1 = \frac{155 - 1,55}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 2, \quad (4.15)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 2$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{191,81}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,252 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 252 = 264,6 \text{ А}, \quad (4.17)$$

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 для линии напряжением $U=220\text{кВ}$ выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{191,81}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,503 \text{ кА}. \quad (4.18)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $605 \text{ А} > 503 \text{ А}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{155 - 1,55}{0,8} = 191,81 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.19)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,85;$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше $K = 1$, при напряжении 220 кВ – $K = 1,2$, при напряжении 110 кВ – $K = 1,4$.

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{155 - 1,55}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 2, \quad (4.20)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 2$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{191,81}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,252 \text{ кА}. \quad (4.21)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 252 = 264,6 \text{ А}, \quad (4.22)$$

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

$\alpha_{\text{T}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=220\text{кВ}$ выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{191,81}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,503 \text{ кА}. \quad (4.23)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $605 \text{ А} > 503 \text{ А}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Из двух вариантов выбирается такой, у которого приведенные затраты будут меньше.

1. Для первого варианта при количестве присоединений $n=8$ принимаем схему РУ сборной шины с обходной

Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н.}} + t \cdot K_{ору}, \quad (4.24)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (33,5 млн.руб.);
 $K_{T_{с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (1,2 млн.руб.);
 $K_{круз}$ – стоимость ячейки ОРУ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек ОРУ

Стоимость одной ячейки КРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{ору} = 17 \text{ млн.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 33,5 + 2 \cdot 1,2 + 6 \cdot 17 = 238,4 \text{ млн. руб.}$$

2. Для второго варианта при количестве присоединения $n=4$ принимаем схему РУ 220-7 «Четырехугольник».

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 86 + 2 \cdot 1,2 + 4 \cdot 17 = 242,4 \text{ млн. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_{ипот}, \quad (4.25)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент,

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$З_1 = 0,15 \cdot 238,4 + 0,01952 = 35,78 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$З_2 = 0,15 \cdot 242,4 + 0,0131 = 36,37 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\%, \quad (4.26)$$

$$P = \frac{36,37 - 35,78}{36,37} \cdot 100\% = 1,62 \%$$

Из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов блочных схем видно, что разница между вариантами составляет не более 5% и выбирать схему необходимо из технических соображений.

Схема с одиночным блоком представляется наиболее удачной так как в станции будет работать 4 блока, и в аварийных режимах, при выведении одного блока из строя, станция продолжит функционировать.

4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

4.6.1 Расчёт исходных данных

Для расчета токов трехфазного и однофазного короткого замыкания ОРУ воспользуемся программным комплексом RastrWin, необходимо рассчитать параметры элементов схемы для занесения данных в программный комплекс. Рассчитаем индуктивные и активные сопротивления, а также другие параметры (E_r, E_c, k_T) элементов схемы соответственно.

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_r = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,19 \cdot \frac{10,5^2}{43,75} = 0,48 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 10,5 = 12,865 \text{ кВ.} \quad (4.28)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 63} = 102,25 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,667 \text{ Ом,} \quad (4.30)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 60 = 26,1 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.32)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.33)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,48}{0,045 \cdot 314} = 0,034 \text{ Ом,} \quad (4.34)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{T_{a,\text{С}} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом,} \quad (4.35)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 60 = 7,26 \text{ Ом,} \quad (4.36)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta R_{\text{к}} \cdot U_{\text{б}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,265 \cdot 230^2}{63^2} = 3,53 \text{ Ом.} \quad (4.37)$$

Далее, вносим данные в программный комплекс.

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin

Заполняем графы программного комплекса рассчитанными параметрами элементов схемы, а именно: Узлы, Ветви, Генератор/Несим. На рисунках 4.2, 4.3 и 4.4 представлены рисунки с внесёнными в RastrWin исходными данными.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	г1		10
2	<input type="checkbox"/>			у	2	г2		10
3	<input type="checkbox"/>			у	3	г3		10
4	<input type="checkbox"/>			у	4	г4		10
5	<input type="checkbox"/>			у	5	блок 1		10
6	<input type="checkbox"/>			у	6	блок 2		10
7	<input type="checkbox"/>			у	7	блок 3		10
8	<input type="checkbox"/>			у	8	блок 4		10
9	<input type="checkbox"/>			у	9	ору		230
10	<input type="checkbox"/>			у	10	система		230

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/р
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	5		г1 - блок 1						
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	6		г2 - блок 2						
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	7		г3 - блок 3						
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	8		г4 - блок 4						
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	9		блок 1 - ору	3,53	102,25				0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	9		блок 2 - ору	3,53	102,25				0,043
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9		блок 3 - ору	3,53	102,25				0,043
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9		блок 4 - ору	3,53	102,25				0,043
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	9	10		ору - система	7,26	26,10				
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	9	10		ору - система	7,26	26,10				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N_арг	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	генер1	1	0,034	0,480	0,034	0,48	0,034	0,48	12,865
2			2	генер2	2	0,034	0,480	0,034	0,48	0,034	0,48	12,865
3			3	генер3	3	0,034	0,480	0,034	0,48	0,034	0,48	12,865
4			4	генер4	4	0,034	0,480	0,034	0,48	0,034	0,48	12,865
5			5	система	10	32,090	352,667	32,090	352,67	32,090	352,67	230,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

4.6.3 Расчёт токов короткого замыкания с применением программного комплекса RastrWin

Заполнив рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrWin, в графе Состав/Несим можно узнать токи короткого замыкания на соответствующих участках схемы, результаты представлены на рисунках 4.5, 4.6 и 4.7.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dt 1	r1	x1	I 2	dt 2	r2	x2	I 0	dt 0	r0	x0
1	1		3ф	1			15,4938	-85,96			0,0000				0,0000			

Рисунок 4.5 – Результаты расчёта 3-х фазного короткого замыкания на выводах генератора

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dt 1	r1	x1	I 2	dt 2	r2	x2	I 0	dt 0	r0	x0
1	1		3ф	9			7,0824	-87,83			0,0000				0,0000			

Рисунок 4.6 – Результаты расчёта 3-х фазного короткого замыкания на шине ВН

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dt 1	r1	x1	I 2	dt 2	r2	x2	I 0	dt 0	r0	x0
1	1		1ф	9			3,5330	-87,83			3,5330	-87,83			3,5330	-87,83		

Рисунок 4.7 – Результаты расчёта 1-го фазного короткого замыкания на шине ВН

Для удобства, сведём полученные значения токов КЗ в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	9	10,59	9,67

Продолжение таблицы 4.4

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
3ф	9	7,08	19,39
3ф	1	15,49	42,43

Эти значения токов КЗ будут нужны для нахождения ударных токов.

4.6.4 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} \quad (4.38)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{43,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,523 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(РУВН)} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,15 \text{ кА}, \quad (4.39)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.маx} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{191,81}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,25 \text{ кА}, \quad (4.40)$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{191,81}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,503 \text{ кА}. \quad (4.41)$$

4.7 Выбор и проверка электрических аппаратов главной схеме

4.7.1 Требования в коммутационным аппаратам

В РУ электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;

4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них.

Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

4.7.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

В качестве электрооборудования на генераторное напряжение 10,5 кВ в связи отсутствия на данный класс напряжения генераторного комплекса произведем выбор выключателей и разъединителей, ТТ и ТН, анализаторов и синхронизаторов.

4.7.2.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ООО «Высоковольтный союз» (Нижняя Тура) для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и разъединитель РВР(З)–10/4000 МУЗ производителя ЗАО «ЗЭТО» (Великие Луки). Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВР(З)–10/4000 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 - 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 - 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 2,523 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Продолжение таблицы 4.7

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВР(З)–10/4000 МУЗ
$I_{\text{п0}} = 15,49 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 42,43 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$

		$t_{откл} = 3 \text{ с.}$
$B_{к.расч} = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 42,43^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 162,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка выключателя ВГГ -10 и разъединителя РВР(3)10/4000 МУЗ:

- 1) $I_{отк} > I_{п0}^{(3)}$,
- 2) $i_{пр.скв} > i_y^{(3)}$,
- 3) $B_{к.ном} > B_{к.расч}$.

Данный выключатель и разъединитель подходят.

4.7.2.2 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения необходимы для преобразования параметров электрической цепи в удобные для измерений. К ним подключаются терминалы измерений, терминалы релейной защиты и автоматики.

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_T = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб max} < I_{ном}$	$I_{T.раб} = 2523 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_T = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПНп – 10 УХЛ1 фирмы ООО «АС ЭНЕРГИЯ».

4.7.2.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Анализатор – устройство, предназначенное для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения

Синхронизатор предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

Параметры анализатора сети и синхронизатора приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении. У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.7.3 Выбор электрооборудования для ОРУ 220 кВ

В качестве электрооборудования на данный класс напряжения произведем выбор выключателей и разъединителей, ТТ и ТН и анализаторов.

4.7.3.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на данный класс напряжения выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-220 фирмы «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург, Россия [19]. Паспортные данные приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору выключателя ОРУ

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ВЭБ-220 УХЛ1
$U_{сети.ген} \leq U_{ном.выкл}$	220 кВ	(220-252) кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	0,25 кА	2,5 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	42,43 кА	125 кА
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	162,03 кА ² с	7500 кА ² с
Изготовитель	АО «Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург)	

Проверка выключателя ВЭБ-220:

- 1) $I_{отк} > I_{по}^{(1)}$,
- 2) $i_{пр.скв} > i_y^{(1)}$,
- 3) $B_{к.ном} > B_{к.расч}$.

Данный выключатель подходит.

На напряжение 220 кВ выбран разъединитель РГП-220 УХЛ1 производства компании ООО «ЗЭТО», г. Великие луки, Россия [15]. Паспортные данные по разъединителю приведены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сводная таблица для выбора разъединителя

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры РГП-220-УХЛ1
$U_{сети.ген} \leq U_{ном.выкл}$	220 кВ	(220-252) кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	0,25 кА	1 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	42,43 кА	80 кА
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	162,03 кА ² с	2976,75 кА ² с
Изготовитель	ЗАО «ЗЭТО» (Великие Луки)	

Проверка разъединителя РГП 220 УХЛ1:

- 1) $I_{отк} > I_{по}^{(3)}$,
- 2) $i_{пр.скв} > i_y^{(3)}$,
- 3) $B_{к.ном} > B_{к.расч}$.

Данный разъединитель подходит.

4.7.3.2 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО», Великие Луки, Россия. [16]. Паспортные данные по трансформатору тока приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры
		ТОГФ-220-УХЛ1
$U_{сети.ген} \leq U_{ном.выкл}$	220 кВ	$U_{ном} = 220$ кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	0,25 кА	$I_{ном} = 0,6$ А
Изготовитель	ЗАО «ЗЭТО»	

Проверка ТОГФ-220 УХЛ1:

- 1) $U_{ном\ ТТ} = U_{ном}$,
- 2) $B_{к.ном} > B_{к.расч}$.

Данный ТТ подходит.

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО», Великие Луки, Россия. [16]. Паспортные данные по трансформатору напряжения приведены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры
		ЗНОГ-220
$U_{сети.ген} \leq U_{ном.выкл}$	220 кВ	220 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	0,25 кА	1 кА
$S_2 \leq S_{2ном}$	6,4 ВА	62,5 ВА
Изготовитель	ЗАО «ЗЭТО»	

Проверка ЗНОГ-220:

- 1) $U_{ном\ ТН} = U_{ном}$,
- 2) $B_{к.ном} > B_{к.расч}$.

Данный ТН подходит.

4.7.3.3 Выбор анализаторов на напряжение 220 кВ

Выбираем анализатор типа АПКЭ-1 фирмы ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект» [17]. Параметры анализатора сети приведены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Параметры анализатора высшего напряжения

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В · А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	0,5	8

4.8 Компоновка схемы собственных нужд

Схема собственных нужд выполнена на основе [20]. В гидроузле Павловской ГЭС предусмотрен судходный шлюз.

Согласно стандарту [20]: «... необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». В схеме собственных нужд Верхне-Казырской ГЭС имеется 3 источника питания собственных нужд:

- 1) оборудование станции питаются от двух трансформаторов собственных нужд;
- 2) резервное питание от резервного трансформатора собственных нужд;
- 3) имеется дизель-генераторная установка.

Осуществляется взаимное резервирование, агрегатные собственные нужды для каждого генератора запитываются от агрегатных трансформаторов собственных нужд.

4.8.1 Выбор дизель-генераторной установки

ДГУ – это автономные агрегаты, вырабатывающие электроэнергию в процессе сжигания дизельного топлива. Вся система состоит из нескольких базовых составляющих: двигателя, генератора и системы защиты, срабатывающей при перегрузках.

Мощность ДГУ включает в себя суммарную мощность от:

- 1) обеспечения работы системы автоматического пожаротушения;
- 2) собственных нужд агрегата для его пуска в работу;
- 3) приводов затворов, водосбросов и других ответственных потребителей.

В качестве ДГУ выбираем АД 1200-Т400 компании ООО «ГК ЭнергоПроф», г. Москва, Россия [22]. Каталожные данные ДГУ АД 1200-Т400 приведены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Паспортные данные ДГУ АД 1200-Т400

$S_{\text{ном}}$, кВ·А	$P_{\text{ном}}$, кВт	$P_{\text{макс}}$, кВт	$U_{\text{ном}}$, кВ	Габаритные размеры
1500	1200	1320	0,4	5000x2050x2400

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 и ЛЭП.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [29] согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном гидрогенераторе ВГС-850/135-56 УХЛ4:

- продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- защита от повышения напряжения;
- защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- защита от симметричных перегрузок статора;
- дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-63000/220-У1:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- резервная максимальная токовая защита;
- защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;

- контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

- реле тока охлаждения трансформатора блока;
- защита от перегрева;
- защита от потери охлаждения.

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС ТСЗ-1600/10/0,4:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- защита от перегрузки;
- реле тока охлаждения.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

- основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- резервные защиты:

- защита от многофазных замыканий (трехступенчатая дистанционная защита);

- защита от замыканий на землю (четырёхступенчатая токовая направленная защита);

- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Защиты междушинного выключателя 220 кВ:

- защита от многофазных КЗ (двухступенчатая токовая защита);
- защита от замыканий на землю (трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности).

На вспомогательном генераторе В-235/46-12 УХЛ4:

- Продольная дифференциальная защита вспомогательного генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора и на его выводах;

- Защита от повышения напряжения;
- Защита от перегрузки обмотки ротора.

5.2 Расчет номинальных токов

В данном разделе производится расчет номинальных токов, которые являются основой для выполнения данного курсового проекта.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{43750}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2406 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{2406 \cdot 1}{2500/5} = 4,812 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{\text{ТТ НН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Номинальный ток на высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ Т}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 150 \text{ А}, \quad (5.3)$$

где $S_{\text{НОМ Т}}$ – номинальная полная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{НОМ Т}}$ – номинальное напряжение силового трансформатора.

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН.те}} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)}}{1,2255} = \frac{1005}{1,2255} = 820,07 \text{ А}, \quad (5.4)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{те}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН.те}} \cdot I_{\text{НН.те}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 820,07 = 568,16 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (5.5)$$

Принимает трансформатор мощностью 600 КВА.

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{\text{ВН те.р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН.те}} \cdot K_{\text{СХ}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН те}} \cdot K_{\text{ТТ ВН те}}} = \frac{1005 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10,5 \cdot 40/5} = 3,91 \text{ А}, \quad (5.6)$$

где $I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора;

$U_{\text{НН те}}$ – номинальное напряжение ТВ низкой стороны;

$U_{\text{ВН те}}$ – номинальное напряжение ТВ высокой стороны.

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 32,99 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где $S_{\text{НОМ СН}}$ – номинальная полная мощность трансформатора собственных нужд.

Вторичный ток трансформатора тока в цепи трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН ТЕ}}} = \frac{32,99}{40/5} = 4,12 \text{ А.} \quad (5.8)$$

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ІΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 2406 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 2500/5 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.9)$$

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2406 = 120,3 \text{ А};$$

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

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

$I_{\text{Н}}$ – номинальный ток генератора.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.10)$$

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

Принимаем уставку:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 2406 = 360,9 \text{ А},$$

2) коэффициент торможения K_{T} определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_{T} выбирается с учетом

отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.11)$$

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 12663,2 = 1266,3 \text{ А},$$

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

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов 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:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1}{0,19} \cdot 2406 = 12663,2 \text{ А},$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1;

x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,19.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 12663,2 = 1266,3 \text{ А}, \quad (5.12)$$

где $K_{\text{АП}}$ – коэффициент апериодической составляющей равный 2.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{1266,3 \cdot 2}{12663,2} = 0,2, \quad (5.13)$$

$$K_{\text{T}} > 0,2,$$

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

I_{T} – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора, 12663,2 А.

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

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

$$I_{HT} = \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} \cdot I_H = 0,5 \cdot I_H, \quad (5.14)$$

4) тормозной ток, V , определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе V должно выполняться условие:

$$V \geq \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} \cdot I_H = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.15)$$

Принимаем типовое значение уставки $V = 1,5 \cdot I_H$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

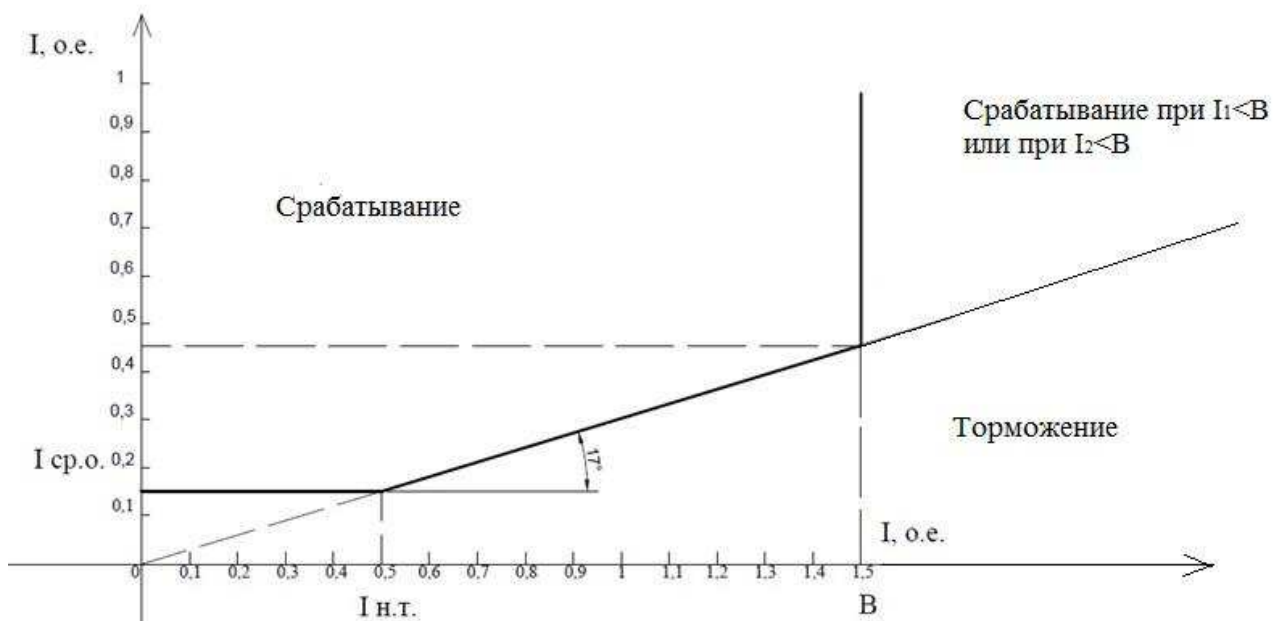


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

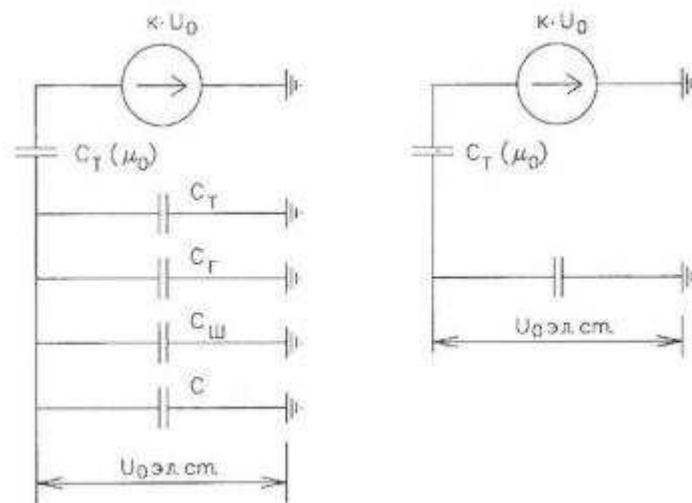


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

где C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя;
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ}, \quad (5.16)$$

$$C_{\Sigma} = 0,012 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,97 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.17)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,97} = 284,54 \text{ В},$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$,

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.18)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,97 = 5,53 \text{ А}. \quad (5.19)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}, \quad (5.20)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 284,54}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 1,56,$$

$$U_{\text{СР}} \geq 1,56.$$

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313, \quad (5.21)$$

где K_T – коэффициент торможения.

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.22)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.23)$$

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

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

5.3.4 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_{*2} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.24)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.25)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

2) пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 700$ с;

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.26)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.27)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,175 \cdot I_H \quad (5.28)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,175$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} = \frac{30}{0,21^2} = 681 \text{ с.} \quad (5.29)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1:

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	30	83	120	188	333	750

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

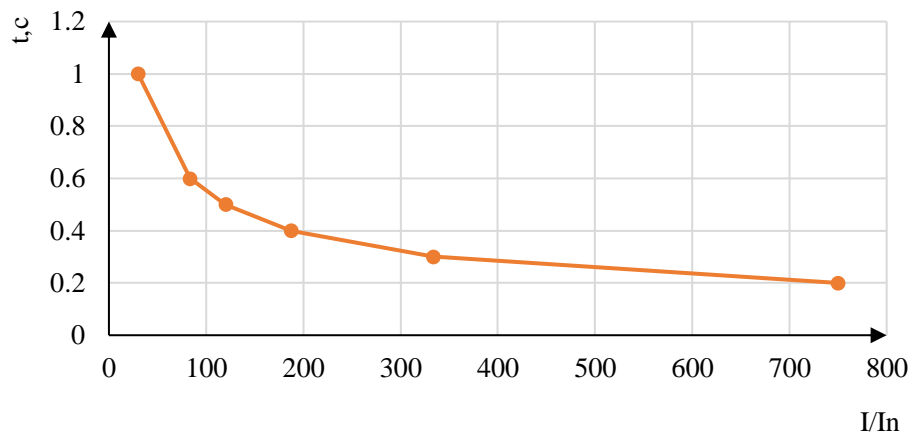


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 750 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

По первому условию:

Выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

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

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

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.30)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d\text{ВН}}'' + x_{\text{Т}} + x_{\text{Л}})} = 0,0099 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

$$x_{d\text{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 100,93 \quad (5.32)$$

$$x_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{К}}\%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{43,75}{63} = 0,08 \quad (5.33)$$

$$x_{\text{Л}}^* = x_{\text{Л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 26,1 \cdot \frac{43,75}{242^2} = 0,019 \quad (5.34)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0099 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,46 \quad (5.35)$$

Уставка срабатывания $0,46 \cdot I_{\text{Н}}$.

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

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

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок

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

1) сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию. Выдержка времени 9 с.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.36)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.37)$$

3) интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

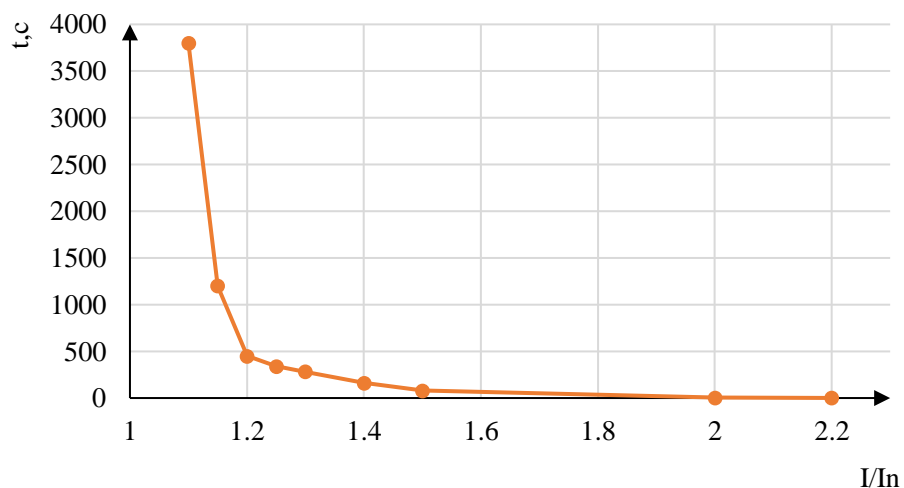


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ} \quad (5.38)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ($U_{Г} <$). Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10,5}{1,03 \cdot 105,0} = 69,39 \text{ В.} \quad (5.39)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 67,17 + \frac{0,8}{2} \cdot 49,67 = 73,6 \text{ Ом,} \quad (5.40)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны, $K_T = 2$;

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

$$Z_T = \frac{U_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,08 \cdot 230^2}{63} = 67,17 \text{ Ом},$$

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,08 \cdot \frac{43,75}{63} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{43,75}{230^2} \cdot 27,09 = 0,05, \quad (5.41)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,05 \cdot 2,52 = 0,13 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{43,75} = 2,52.$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,13 \cdot \frac{\frac{2500}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,62 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

Принимаем уставку $Z_{1СЗ} = 0,7 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2406} = 2,52 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot I_{В.НОМ} - 0,95}{I_{В.Х.Х.}} = \frac{2 \cdot 1005 - 0,95}{603} = 2,77, \quad (5.45)$$

где $I_{В.Х.Х.}$ – ток ротора холостого хода, А;
 x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.46)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,336. \quad (5.47)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 70,31^\circ$.
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{СЗII} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.48)$$

$$Z_{СЗII} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot 2,52 = 0,88 \text{ Ом}. \quad (5.49)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{СЗII} = \frac{Z_{СЗII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,88 \cdot 2500/5}{10500/100} = 4,19 \text{ Ом}. \quad (5.50)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,19 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{СМ1} = 0,02 \text{ Ом}$, $Z_{СМ2} = 0,132 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

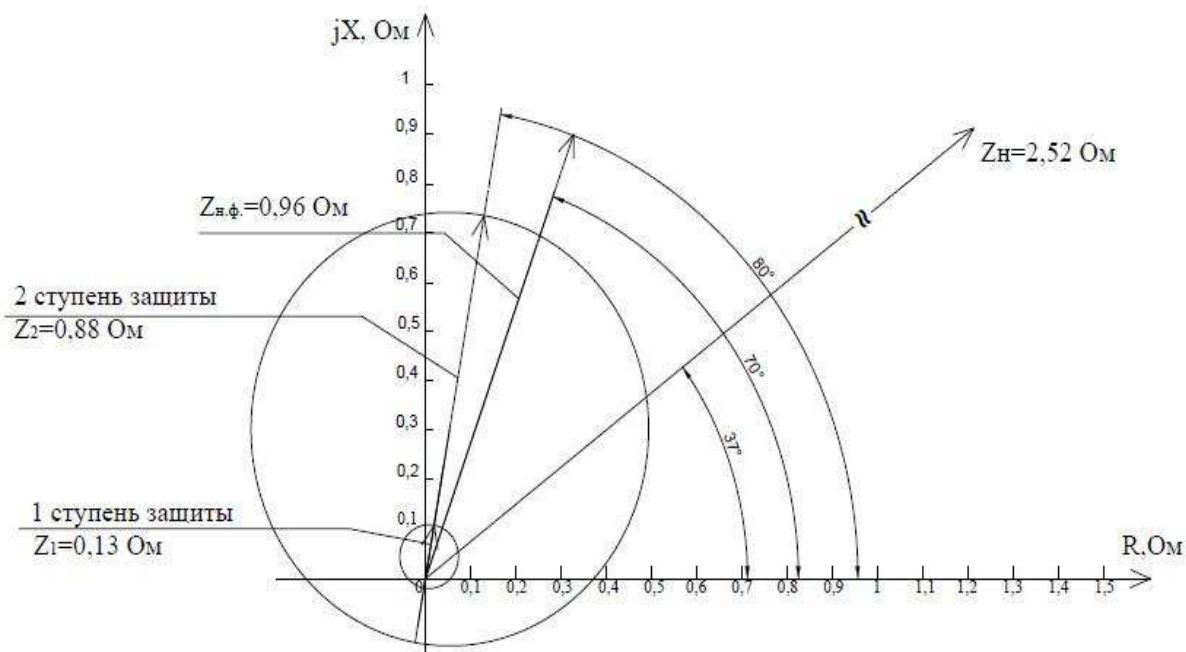


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р.}, \quad (5.51)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р.} \quad (5.52)$$

3) интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей, перегрузочная способность обмотки ротора занесена в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

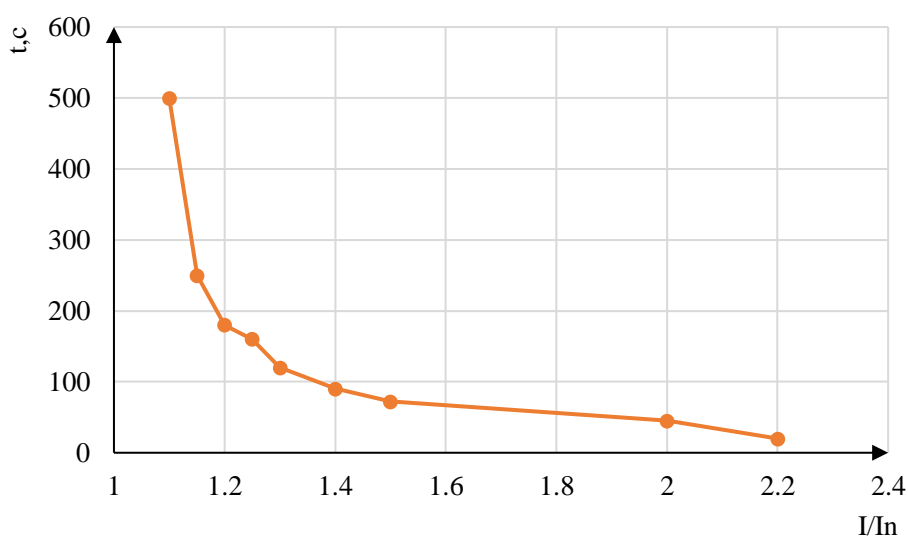


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.53)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных

терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА». Шкафы для защит системы возбуждения генератора ШЭ1113-910AG и защиты трансформаторов собственных нужд ШЭ1113-921ATR.

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

Таблица уставок защит и матрица отключений представлены в приложениях (приложение В, таблица В.1-В.2).

6 Компоновка гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, $N_{уст}$, количества населения в НБ в соответствии с постановлением Правительства РФ №986 от 02.11.2013 №986 и на основании данных по СП [31]:

Класс водосливной плотины определяем по трём критериям:

–По высоте сооружения и типу грунта:

Тип грунта – гранит.

Высота бетонной водосливной плотины:

$$\nabla \text{НПУ} - \nabla_{\text{дно}} = 601 - 571 = 30 \text{ м.}$$

Класс сооружения – III

–По назначению и условиям эксплуатации:

Установленная мощность – $N_{уст} = 155 \text{ МВт}$.

Класс сооружения – III

–По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений: ниже по течению реки Казыр находится посёлок Тютят, населением в 517 человек в 36 км от створа и в 20 км посёлок Черемшанка 1017 человек, что соответствует числу человек, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения в диапазоне от 500 до 3000 человек.

Класс сооружения – II

По наибольшему классу ответственности, данное гидротехническое сооружение относится ко II классу.

6.1.2 Проектирование сооружения напорного фронта

6.1.2.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

Исходные данные представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – исходные данные для расчета ГТС

$\nabla \text{НПУ}, \text{ м}$	$\nabla_{\text{дно}}, \text{ м}$	$V, \text{ м/с}$	$L, \text{ м}$	$t, \text{ ч}$
601	571	15	850	6

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla ГП$ принимаем отметку, вычисленную по формуле:

$$\nabla ГБП = \nabla ФПУ + h_s, \quad (6.1)$$

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,6 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывается по формуле:

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

$$\Delta h_{set} = 1,65 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 850}{9,81 \cdot 15} \cdot \cos 0^\circ = 0,002 \text{ м},$$

где K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 16,5 \cdot 10^{-7}, \quad (6.4)$$

$v=15$ – расчетная скорость ветра, м/с;

$L=850$ – длина разгона волны, м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha = 0$);

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, определяется:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla ДНА}{2} = \frac{601,00 - 571,00}{2} = 15 \text{ м}. \quad (6.5)$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая, для этого:

1) вычисляются безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 850}{15^2} = 37, \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 14126, \quad (6.7)$$

где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

2) из графика по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$, для удобства, занесем данные в таблицу 6.2

Таблица 6.2 – Определение безразмерных комплексов

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,0112	1,2
$\frac{gt}{v}$	0,088	4,3

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,0112$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,2$, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м), выразив эти величины из соответствующих формул:

$$\bar{h} = \frac{0,0088 \cdot v^2}{g} = \frac{0,0088 \cdot 15^2}{9,81} = 0,257 \text{ м}, \quad (6.8)$$

$$\bar{T} = \frac{1,2 \cdot v}{g} = \frac{1,2 \cdot 15}{9,81} = 1,835 \text{ с}. \quad (6.9)$$

3) вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 1,835^2}{2 \cdot 3,14} = 5,26 \text{ м}, \quad (6.10)$$

4) выполняется проверка на глубоководность:

$$d \geq 0,5 \cdot \bar{\lambda}, \quad (6.11)$$

$$15 \text{ м} \geq 2,63 \text{ м}.$$

Условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

5) определяется высота волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,257 \cdot 2,09 = 0,537 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где $K_i = 2,09$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$.

б) отметка гребня бетонной плотины по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 601,00 + 1,139 = 602,139 \text{ м}. \quad (6.13)$$

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – исходные данные для расчета ГТС

$\nabla_{\text{ФПУ}}$, м	$\nabla_{\text{НПУ}}$, м	$\nabla_{\text{НБ}}$, м	$\nabla_{\text{ГБП}}$, м (по волне)	$\nabla_{\text{дно}}$, м	$n_{\text{агр}}$, шт	$V_{\text{пол}}$, м ³	$t_{\text{ср}}$, мес	$N_{\text{ГЭС}}$, МВт	осн	$Q_{1\%}$, $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	$n_{\text{жит}}$
603	601	577,3	602,139	571	4	$8 \cdot 10^9$	4	155	гранит	1899	1534

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС $-Q_{\text{ГЭС}}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более $(n-1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n < 6$.

С учетом того, что на Верхне-Казырской ГЭС 4 гидроагрегата выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов $n - 1 = 3$. Так как выше был принят класс сооружения II класс, $Q_{\text{осн.мах}} = Q_{1\%} = 1899 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расход для основного расчетного случая **1,0%** обеспеченности для II класса сооружений

$$Q_p = Q_{\text{мах}1\%} - Q_{1\text{агр}}(n - 1) - Q_{\text{авар}}, \quad (6.14)$$

$$Q_p = 1899 - 180,6 \cdot (4 - 1) - \frac{8 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 585,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

где $Q_{\text{мах}1\%}$ – расчетный максимальный расход для обеспеченности 1% для II класса сооружения;

n – число гидроагрегатов ГЭС;

$Q_{1\text{агр}}$ – пропускная способность одного агрегата;

$$Q_{1\text{агр}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{38,75 \cdot 1000}{9,81 \cdot 26 \cdot 0,923} = 180,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.15)$$

$Q_{\text{авар}}$ – аварийный расход через глубинный водосброс.

Принимаем расход который должен пропускать поверхностный водослив равный $Q_p = 585,6 \text{ м}^3/\text{с}$.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_e} = \frac{585,6}{32,5} = 18 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где q_e – удельный расход на водосливе:

$$q_e = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 26,42 = 33,02 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.17)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 6,5 \cdot 4 = 26 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.18)$$

где $h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 575 - 571 = 4 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Z_{\text{нб}} = f(Q)$ при $Q_{\text{расч.мах}}$ при обеспеченности 1%;

$[v_h] = 6,5 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость для скальных пород.

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того $B = b \cdot n$, где n – число пролетов (не менее $2 \div 3$),

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 8,9,10,12... м.

Принимаем 2 пролета по 9 метра.

$$B = b \cdot n = 9 \cdot 2 = 18 \text{ м}.$$

Согласно рекомендациям, для $b=9 \text{ м}$, толщина быка (по Березинскому) принимается в диапазоне от 1,8 до 2,25, либо больше. В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка $\delta_b = 3 \text{ м}$.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{585,6}{0,49 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,08 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля.
Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.20)$$

$$H_{02} = \left(\frac{585,6}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,43 \text{ м},$$

где σ_n (в КП $\sigma_n = 1$) – коэффициент подтопления;
 ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n - 1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.21)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{6,08}{9} = 0,92,$$

где $\varepsilon_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;
 $\varepsilon_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, для полукруглого очертания;
 b – ширина пролета;
 n – число пролетов.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 6,43 - \frac{1,1 \cdot 0,93^2}{2 \cdot 9,81} = 6,38 \text{ м}, \quad (6.22)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.23)$$

$$v_0 = \frac{585,6}{(601 - 571) \cdot (18 + (2 - 1) \cdot 3)} = 0,93,$$

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

Примем стандартное значение $H_{\text{ст}} = 7$ м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 601 - 7 = 594,00 \text{ м}, \quad (6.24)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 594 + 1,6 \cdot 7 = 605,2 \text{ м}. \quad (6.25)$$

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта – наибольшую из: $\text{ГБ} = 605,2$ м, $\nabla\text{ГБП} = 602,139$ м. Принимаем отметку гребня плотин напорного фронта $605,2$ м.

6.2.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову

Очертание оголовка строится по координатам Кригера-Офицерова, где координаты перемножаются на $H_{\text{ст}} = 7$ м.

Вычисленные координаты для построения оголовка представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

№ координаты	х,м	у,м
1	0	0,882
2	0,7	0,252
3	1,4	0,049
4	2,1	0
5	2,8	0,25
6	3,5	0,6
7	4,2	1,022
8	4,9	1,386
9	5,6	1,792
10	6,3	2,247
11	7	2,758
12	7,7	3,325

Продолжение таблицы 6.4

№ координаты	x,м	y,м
13	8,4	3,948
14	9,1	4,627
15	9,8	5,348
16	10,5	6,111
17	11,2	6,909
18	0	0,882

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

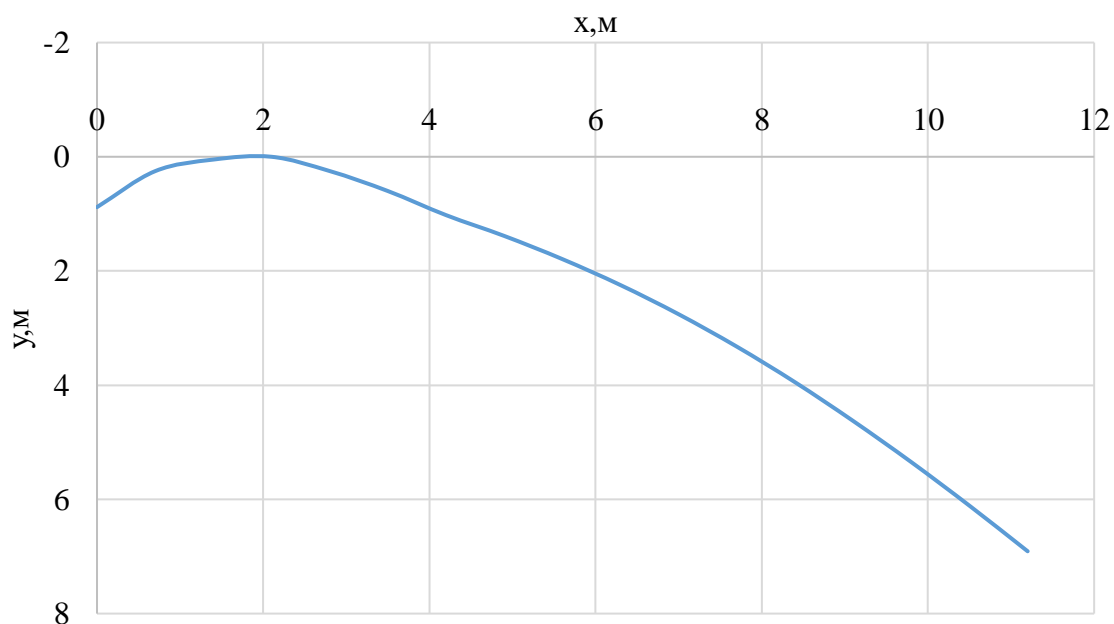


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.2.4 Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае

$$Q_{р.пов} = Q_{maxпов0,1\%} - Q_{гэс} - Q_{авар}, \quad (6.26)$$

где $Q_{maxпов 0,1\%}$ – расчетный максимальный поверочный расход для обеспеченности 0,1% для II класса сооружения;
 n – число гидроагрегатов ГЭС;

$$Q_{р.пов} = 2211 - 4 \cdot 180,6 - \frac{8 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 717 \frac{м^3}{с}$$

Напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления :

$$H_0 = \left(\frac{Q_{p.пов}}{\varepsilon \cdot \sigma_{\Pi} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.27)$$

$$H_{01пов} = \left(\frac{717}{0,49 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,96 \text{ м,}$$

где коэффициенты σ_{Π} и ε принимаем равные 1;

$m=0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля;

$B = b \cdot n = 9 \cdot 2 = 18$ м, где b – ширина пролета и n – количество пролетов.

С учетом сжатия и подтопления – H_{02} :

$$H_{02пов} = \left(\frac{717}{0,91 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,41 \text{ м,}$$

где:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \cdot \frac{6,96}{9} = 0,91, \quad (6.28)$$

где b и n – указаны выше;

$\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е.

величины a и от формы верховой грани быка.

Геометрический напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha V_{0пов}^2}{2g} = 7,41 - \frac{1,1 \cdot 1,067^2}{2 \cdot 9,81} = 7,346 \text{ м,} \quad (6.29)$$

где:

$$V_0 = \frac{Q_{p.пов}}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n_{арп} - 1) \cdot \delta_6)} = \frac{717}{(603 - 571) \cdot (18 + (2-1) \cdot 3)} = 1,067 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.30)$$

Расчетная отметка форсированного подпорного уровня:

$$\nabla_{ФПУ} \geq \nabla_{ГВ} + H_{пов}. \quad (6.31)$$

$$603 \geq 594 + 7,346 = 601,346 \text{ м.}$$

Исходная отметка ФПУ удовлетворяет этому условию, соответственно, поверочный расход при данном ФПУ обеспечивает пропуск воды.

6.2.5 Пропуск расходов через донный аварийный водосброс

Определим площадь одного водосбросного отверстия $\omega_{\text{во}}$, затем назначим размеры водосбросных отверстий:

$$Q = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gH_{\text{во}}}, \quad (6.32)$$

где:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{771,6}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 26,5}} = 41,78 \text{ м}^2, \quad (6.33)$$

Q – расход, сбрасываемый через все отверстия $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;
 $\omega_{\text{во}}$ – площадь выходных отверстий, м^2 ;
 μ – коэффициент расхода, равный $0,8 \div 0,82$.

$$Q = \frac{V_{\text{полез}}}{t_{\text{сраб}}} = \frac{8 \cdot 10^9}{10368000} = 771,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.34)$$

где $V_{\text{полез}} = 8 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ полезный объём водохранилища;
 $t_{\text{сраб}} = 10368000 \text{ с}$.

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{во}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ВО}} = 601 - 574,5 = 26,5 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где $\nabla_{\text{ВО}}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия.

$$\nabla_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{ПО}} + \frac{h_{\text{во}}}{2} = 573 + \frac{3}{2} = 574,5 \text{ м}, \quad (6.36)$$

где $h_{\text{во}} = 3 \text{ м}$ – высота отверстия принятая предварительно, м;

$\nabla_{\text{ПО}}$ – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla_{\text{ПО}} = \nabla_{\text{дно}} + h_{\text{п}} = 571 + 2 = 573 \text{ м}, \quad (6.37)$$

где $h_{\text{п}} = 2$ м – высота порога, м.

Ширина выходных отверстий:

$$b'_{\text{в0}} = \frac{\omega_{\text{в0}}}{h_{\text{в0}}} = \frac{41,78}{3} = 13,93 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Количество донных водосбросов $n = 3$. Следовательно ширина одного донного водосброса:

$$b_{\text{в0}} = \frac{b'_{\text{в0}}}{n} = \frac{13,93}{3} = 4,64 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Окончательно принимаем $b_{\text{в0}} = 5$ м

Ширину потока на водобое принимаем равной 69. Включает в себя две водосливных секции и три секции аварийного водосброса.

6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом.

Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum(n-1)\delta_0)^2 \cdot g}}, \quad (6.40)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принять равным 1,1.

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1357,2^2}{69^2 \cdot 9,81}} = 3,51 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 601 - 571 = 30 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} - h'_{c1})}}, \quad (6.43)$$

$$h'_{c1} = \frac{19,67}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (601 - 571 - 0)}} = 0,9 \text{ м.}$$

где $q_c = \frac{Q}{B_B} = \frac{1357,2}{69} = 19,67 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$.

Уточняем величину h'_{c1} :

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}} - h'_{c1})}}, \quad (6.44)$$

$$h'_{c1} = \frac{19,67}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (601 - 571 - 0,9)}} = 0,91 \text{ м.}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right), \quad (6.45)$$

$$h''_{c,2} = \frac{0,91}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,51}{0,91} \right)^3} - 1 \right) = 9,3 \text{ м.}$$

Так как $h_{\text{нб}}=4$, а вторая сопряжённая глубина равна 9,3, следовательно, прыжок отогнанный. Далее произведём расчет водобойной стенки.

6.2.7 Расчет водобойной стенки

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 - 9,3 - 4,14 = 6,183 \text{ м,} \quad (6.46)$$

где $H_{\text{ст}}$ –напор над водобойной стенкой, равный:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{a \cdot q^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2} = 4,14 \text{ м,} \quad (6.47)$$

где q – удельный расход, рассчитанный выше;

m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива, принимается равным 0,49;

σ – коэффициент запаса, равный 1,1.

Толщина водобойной плиты за плотиной:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 21,62 \cdot \sqrt{0,91} = 3,09 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где $v_c = \frac{q_B}{h'_c} = \frac{19,67}{0,91} = 21,62 \frac{\text{м}}{\text{с}}$.

Длина водобойной плиты при наличии на ней гасителей:

$$l_B = 0,8 \cdot l_{\text{пр}}, \quad (6.49)$$

где $l_{\text{пр}}$ – длина гидравлического прыжка.

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c), \quad (6.50)$$

$$l_B = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,3 - 0,91) = 33,52 \text{ м}.$$

Принимаем длину водобоя 34 м.

Выполняем проверку сопряжения бьефов за стенкой:

$$T_0 = H_{\text{ст}} + h_{\text{ст}} = 6,183 + 4,14 = 10,323 \text{ м}. \quad (6.51)$$

Определим сопряженные глубины по уравнению:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}}, \quad (6.52)$$

$$h'_{c1} = \frac{19,67}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (10,323 - 0)}} = 1,54 \text{ м}.$$

Уточненное значение:

$$h'_{c1} = \frac{19,67}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (10,323 - 1,54)}} = 1,66 \text{ м}.$$

Вторая сопряженная глубина по уравнению 6.45:

$$h''_{c,2} = \frac{1,66}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,51}{1,66}\right)^3} - 1 \right) = 6,44 \text{ м}.$$

6,44 м > 4 м, следовательно, прыжок отогнанный, необходимы дополнительные гасители энергии.

6.2.7 Расчет водобойного колодца

Глубину водобойного колодца вычисляют путем последовательного приближения.

На первом этапе определяют начальную глубину колодца по формуле:

$$d = \sigma h''_c - (h_{\text{НБ}} + \Delta z) = 1,1 \cdot 6,44 - (4 + 1,09) = 1,994 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где σ – коэффициент запаса ($\sigma = 1,1$);

$h_{\text{НБ}} = 4$ м, при $Q_{\text{НБ}} = Q_p = 1357,2 \text{ м}^3/\text{с}$;

Δz – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ, рассчитанный по формуле:

$$\Delta z = \left(\frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{\text{НБ}}^2} \right) - \left(\frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h''_c{}^2} \right), \quad (6.54)$$

$$\Delta z = \left(\frac{19,67^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 4^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 19,67^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 6,44^2} \right) = 1,09 \text{ м};$$

где $q = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{B_{\text{к}}} = \frac{1357,2}{69} = 19,67 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ ширина водобойного колодца;

$\varphi = 0,9$ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

σ – коэффициент запаса ($\sigma = 1,1$).

На втором этапе полную удельную энергию перед водосливом определяют с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = H_{\text{ст}} + h_{\text{ст}} + d_{\text{к}} = 10,323 + 1,994 = 12,317 \text{ м}; \quad (6.55)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{34,92}{3,51} = 9,95.$$

Определим сопряженные глубины при $T_0 = 12,317$ м:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_c)}} = \frac{19,67}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 12,317}} = 1,406 \text{ м}; \quad (6.56)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_c)}} = \frac{19,67}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (12,317 - 1,406)}} = 1,494 \text{ м}, \quad (6.57)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right), \quad (6.58)$$

$$h''_c = \frac{1,494}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,51}{1,494} \right)^3} - 1 \right) = 6,9 \text{ м.}$$

Определяем начальную глубину колодца с новой удельной энергией по формуле:

$$d = \sigma h''_c - (h_{НБ} + \Delta z) = 1,1 \cdot 6,9 - (4 + 1,09) = 5,36 \text{ м}; \quad (6.59)$$

где σ – коэффициент запаса ($\sigma = 1,1$);

$$h_{НБ} = 4 \text{ м, при } Q_{НБ} = Q_p = 1357,2 \text{ м}^3/\text{с};$$

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d_k = 571 - 2,5 = 568,5 \text{ м}; \quad (6.60)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_B = (0,8 \div 1) l_{пр} = (0,8 \div 1) \cdot 33,54 = (26,83 \div 33,54) \text{ м}, \quad (6.61)$$

где $l_{пр}$ – длина гидравлического прыжка,

$$l_{пр} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 6,9 - 1,494) = 29,04 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где $h''_c = 6,9$ м и $h'_c = 1,494$ м.

Принимаем длину водобоя 29 м.

6.3 Конструирование бетонной водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Для гравитационной бетонной плотины на скальном основании заложение нижней грани принимается равной 0,7.

$$B = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Под}}) \cdot 0,7 = (601 - 568) \cdot 0,7 = 23,1 \text{ м.} \quad (6.63)$$

$$\nabla_{\text{Под}} = \nabla_{\text{Дно}} - \delta_{\text{в}} = 571 - 3 = 568 \text{ м.} \quad (6.64)$$

Ширину подошвы принимаем равной 23 м.

6.3.2 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в виде полукруга. Бык имеет разрезную конструкцию, т.е. по его оси проходят швы, отделяющие секции водосливной плотины. Глубина паза рабочего затвора равна 0,6 м. Ширина быка $\delta_{\text{б}} = 3$ м.

Ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м. Ширина паза рабочего затвора 1 м, толщина быка между пазами 1,5 м. Бык конструируется без сопровождения водослива с целью уменьшения веса быка, так как предварительные расчеты показали, что вес быка со стороны НБ слишком высок.

6.3.3 Разрезка бетонных плотин швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Предварительно назначаем конструкцию постоянных деформационных швов:

Температурно-деформационные швы шириной 1 см.

Расстояние между швами водосливной плотины определяются по формуле:

$$S = \delta_{\text{б}} + b = 3 + 9 = 12 \text{ м,} \quad (6.65)$$

где $\delta_{\text{б}}$ — толщина быка,

b — длина пролета.

6.3.4 Устои

На Верхне-Казырской ГЭС предусмотрен устой разделительный и сопрягающий.

Разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и водослив. Сопрягающий устой служит для сопряжения бетонной плотины с берегом.

6.3.5 Галереи в теле глухой плотины

Галерея цементационной завесы располагается на высоте 3 м от подошвы плотины. Ширина галереи 3 м, высота 3,5 м.

Галерея для дренажа располагается над подошвой. Её ширина 3 м, высота 3,5 м. Расстояние между верхней гранью галереи для дренажа и нижней гранью галереи цементационной завесы 2 м.

Смотровые служат для обеспечения самотечного отвода воды из вышележащей части плотины, контроля состояния бетона плотины и уплотнений швов, размещения контрольно-измерительной аппаратуры и др. Её ширина 2,0 м, высота 2,5 м.

6.3.6 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина пешеходной дорожки равна 1 м, ширина путей козлового крана 7 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню равна 23,6 м.

6.3.7 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматриваются вертикальные дрены, которые имеют выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$ необходимо принимать не менее минимально допустимого, которое равно 2 м, и при соблюдении следующего условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{30 \cdot 1,20}{25} = 1,17 \text{ м}, \quad (6.66)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для второго класса принимается равным 1,20;

$J_{cr.m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины;

H_{max} – напор над расчетным сечением:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 601 - 571 = 30 \text{ м}. \quad (6.67)$$

Таким образом, $a_{др}$ принимается равным 1,5 м, что удовлетворяет условию $a_{др} \geq 1,17 \text{ м}$.

6.3.8 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.3.8.1 Расчет фильтрации в основании бетонной плотины

Для того чтобы рассчитать основные размеры элементов подземного контура необходимо произвести расчет фильтрации под плотиной. В соответствии с СП «Плотины бетонные и железобетонные» [5] отношение $\frac{H_{as}}{H_d}$ для плотин II-го класса равно 0,4, тогда напор, действующий на цем. завесу, равен:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 29,1 = 11,64 \text{ м}, \quad (6.68)$$

где:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\min} = 601 - 571,9 = 29,1 \text{ м}. \quad (6.69)$$

где $\nabla \text{УНБ}_{\min}$ – минимальный уровень НБ при расходе санитарного попуска.

Отношение $\frac{H_{dr}}{H_d}$ для плотин II-го класса равно 0,15. Напор, действующий на дренаж по СП [5]:

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 29,1 = 4,365 \text{ м}. \quad (6.70)$$

Схематично вид эпюры фильтрационного давления с указанием H_{as} и H_{dr} показан на рисунке 6.2:

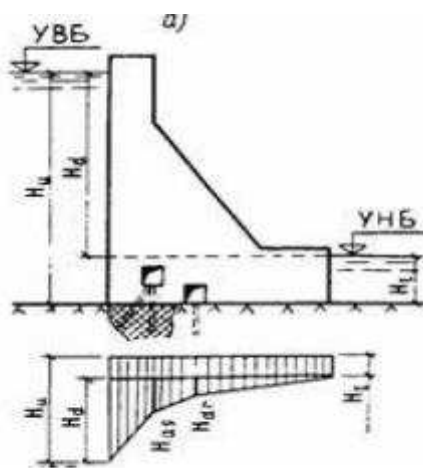


Рисунок 6.2– Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Далее рассчитываем цементационную завесу.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{7,27 \cdot 1,20}{15} = 0,58 \text{ м}, \quad (6.71)$$

где:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 11,64 - 4,37 = 7,27 \text{ м}, \quad (6.72)$$

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора на завесе для скального грунта, 15 м.

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}}), \quad (6.73)$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot (601 - 571,9) = 14,55 \text{ м}, \quad (6.74)$$

где:

$\nabla_{УНБ_{min}}$ – отметка минимального уровня НБ, равная 571,9 м над уровнем моря.

Расстояние от напорной грани до завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot B_n = 0,11 \cdot 23 = 2,55 \text{ м}. \quad (6.75)$$

Рассчитаем дренажное устройство в основании.

Дренаж предназначен для отвода фильтрующейся воды. В скальном грунте дренаж выполняется в виде вертикальной скважины диаметром d равным 0,2 м. Через неё вода отводится в дренажную галерею. Глубина скважины принимается равной:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 14,55 = 7,28 \text{ м}. \quad (6.76)$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимается равным 5 м.

6.3.9 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Толщина водобоя $\delta_b = 3$ м с анкерным креплением.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - d_{\text{к}} = 601 - 5,36 = 595,64 \text{ м}; \quad (6.77)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_{\text{в}} = (0,8 \div 1)l_{\text{пр}} = (0,8 \div 1) \cdot 41,925 = (33,54 \div 41,925) \text{ м}, \quad (6.78)$$

где $l_{\text{пр}}$ — длина гидравлического прыжка,

$$l_{\text{пр}} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,3 - 0,9) = 41,925 \text{ м}. \quad (6.79)$$

где $h''_c = 9,3$ м и $h'_c = 0,9$ м.

Принимаем длину водобоя, равную 35 метров.

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемым через плотину, устраиваем водобойный колодец высотой 5,36 м, на дне которого расположена водобойная плита толщиной 3 м.

Под водобойной плитой устанавливаем дренаж толщиной 1,5 м.

Вес конструкций рисбермы по течению должен постепенно уменьшаться, обычно это достигается уменьшением толщины плит. Плиты бетонируют на месте, выполняют их квадратными или прямоугольными, размером от 2 до 20 м. Плиты имеют дренажные отверстия 0,4 м.

Длина рисбермы принимается равной 15 м.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = \frac{Q_p}{B_p} = \frac{1357,2}{69} = 19,67 \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad (6.80)$$

Критическая глубина на рисберме:

$$h_{\text{кр.р}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha q_p^2}{g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 19,67^2}{9,81}} = 3,51 \text{ м}. \quad (6.81)$$

Глубина на рисберме рассчитывается по формуле:

$$h_p = 2h_v \left(\frac{h_{\text{кр.р}}}{x} \right)^{1,34} = 2 \cdot 15,06 \left(\frac{3,51}{18} \right)^{1,34} = 3,37 \text{ м}. \quad (6.82)$$

где x – расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты.

Скорость воды в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{Bh_{c1}} = \frac{1357,2}{69 \cdot 1,2} = 16,39 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.83)$$

$$h_v = \frac{1,1 \cdot 16,39^2}{9,81 \cdot 2} = 15,06 \text{ м}. \quad (6.84)$$

Толщина плиты рисбермы определяется по формуле:

$$t_p = \frac{p_w h_p K_c}{(p_\delta - p_w)} = \frac{1000 \cdot 3,37 \cdot 1,25}{2400 - 1000} = 3 \text{ м}. \quad (6.85)$$

где K_c – коэффициент запаса, не менее 1,25.

Толщина рисбермы принимается 3 м.

6.4 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.4.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе равном 601 м и минимальном уровне нижнего бьефа равном 571,9 м (при пропуске расхода по требованиям водохозяйственного комплекса $Q_{\text{вхк}} = 114 \text{ м}^3$).

6.4.1.1 Вес сооружения и затворов

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_\delta}{b + \delta_\delta} = \frac{315 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 3} = 5562,27 \text{ кН/м}, \quad (6.86)$$

где $S_{\text{пл}} = 315 \text{ м}^2$ – площадь плотины, вычисленная в ПК «AutoCAD»;

b – ширина пролета водосливной плотины;

ρ_δ – плотность бетона;

δ_δ – толщина быка.

Вес быка определяем аналогичным образом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{712 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 3} = 4190,83 \text{ кН/м}, \quad (6.87)$$

Вес плоского затвора по формуле Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 85,5 \cdot \sqrt{85,5} \cdot 9,81 = 426,56 \text{ кН}, \quad (6.88)$$

где f – площадь затвора, равная:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (603 - 594 + 0,5) \cdot 9 = 85,5 \text{ м}^2, \quad (6.89)$$

Вес затвора приводят к 1 п. м. длины:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}} = \frac{426,56}{9 + 3} = 35,55 \text{ кН/м}. \quad (6.90)$$

6.4.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{В}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 33^2}{2} = 5341,55 \text{ кН/м}, \quad (6.91)$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,9^2}{2} = 74,6 \text{ кН/м}, \quad (6.92)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа:

$$W_{\text{Н}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,56 = 15,3 \text{ кН/м}, \quad (6.93)$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}} = 1,56 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, вычисленная в ПК «AutoCAD».

6.4.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Высота эпюры взвешивающего давления:

$$h_{вз} = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под} = 571,9 - 568 = 3,9 \text{ м}, \quad (6.94)$$

Сила взвешивающего давления определяется как:

$$W_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot S_{эп} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 89,7 = 879,96 \text{ кН/м}, \quad (6.95)$$

где $S_{эп} = 879,96 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в ПК «AutoCAD».

6.4.1.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления, действующая только на плотину:

$$W_{ф} = \rho_w \cdot g \cdot S_{эп} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 125,68 = 1232,9 \text{ кН/м}, \quad (6.96)$$

где $S_{эп} = 125,68 \text{ м}^2$ – площадь эпюры под плотиной.

6.4.1.5 Давление грунта

Активное давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p_H = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.97)$$

$$p_H = 10 \cdot 1,5 \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) = 7,35 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_H^{взв} = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$\varphi_H = 20$ – угол внутреннего трения наносов;

$h_H = 1,5 \text{ м}$ – толщина слоя наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{7,35 \cdot 1,5}{2} = 5,51 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.98)$$

Активное давление действует в месте от дна до подошвы плотины, эпюрой наносов. В верхней части ордината эпюры будет равняться ординате давления наносов:

$$p'_{гр} = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.99)$$

$$p'_{гр} = 10 \cdot 1,5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -98 \text{ кН/м}^2,$$

где $\varphi_{гр} = 35$ – угол внутреннего трения грунта (скалы).
 c – сцепление грунта, 100 кН/м^2 .

Найдем взвешенный удельный вес грунта (скалы):

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n_{гр}) \cdot \gamma_w, \quad (6.100)$$

$$\gamma_{гр}^{взв} = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 10 = 13,3 \text{ кН/м}^3,$$

где $\gamma_{гр}^{сух} = 19,5 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта второго слоя в сухом состоянии;
 $n_{гр} = 0,38$ – пористость грунта.

Давление в точке на нижней границе слоя грунта где действуют вес наносов и вес грунта:

$$p''_{гр} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.101)$$

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (10 \cdot 1,5 + 13,3 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -87,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned}$$

где $h_{гр} = 3 \text{ м}$ – толщина грунта.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав1} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-98 + (-87,7)}{2} \cdot 3 = -278,55 \text{ кН/м}, \quad (6.102)$$

Так как значение активного давления по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта отсутствует.

6.4.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления по формуле Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.103)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,537 \cdot \left(\frac{5,26}{3,14} + \frac{0,17}{2} \right) = 4,64 \text{ кН/м},$$

где $h_{1\%} = 0,537$ м – высота волны 1 %-ной обеспеченности;
 $\bar{\lambda} = 5,26$ м – средняя длина волны;
 $h_0 = 0,17$ м – величина, определяющаяся по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,537^2}{5,26} = 0,17 \text{ м}, \quad (6.104)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{5,26}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,537 = 0,64 \text{ м}. \quad (6.105)$$

6.4.2 Расчет прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета прочности определяем напряжения в плотине, которые затем сравниваем с критериями прочности.

Для удобства расчетов составляем таблицу 6.5, в которую вносятся нагрузки, умноженные на коэффициент надежности для нагрузки.

Таблица 6.5 – Сбор нагрузок, действующих на подошву

Обозначение силы	γ_f	Сила, кН	Сила $\cdot \gamma_f$, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1	5341,55	5341,55	11,00	58757,05
T_H	1	74,61	74,61	1,30	-96,99
$W_{\text{пр}}$	1	15,30	15,30	10,37	158,66
$G_{\text{п}}$	0,95	5562,44	5284,32	4,08	-21560,02
G_6	0,95	4190,83	3981,29	8,11	-32288,25
$W_{\text{взв}}$	1	879,96	879,96	0,00	0,00
$W_{\text{ф}}$	1	1232,90	1232,90	5,75	7089,18

Продолжение таблицы 6.5

Ен	1,2	5,51	6,61	3,00	19,84
W _{волн}	1	4,64	4,64	31,40	145,70
qз	0,9	35,55	32,00	9,02	-288,59
Сумма			7211,29		11936,56

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины) выполняют по формулам:

1) для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_d^2}, \quad (6.106)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{7211,29}{23} + \frac{6 \cdot 11936,56}{23^2} = -178,14 \text{ кПа},$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_d – ширина подошвы плотины, равная 23 м.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.107)$$

$$\sigma_x^u = -178,14 \cdot 0^2 - 10 \cdot 33 \cdot (1 - 0^2) = -330 \text{ кПа},$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;
 $H_d^u = 33 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;
 m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения.

$$m_u = tg \alpha_1, \quad (6.108)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $tg \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u^2 = 0, \quad (6.109)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 - m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.110)$$

$$\sigma_1^u = -178,14 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 32,5 \cdot 0^2 = -178,14 \text{ кПа}.$$

2) для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_d^2}, \quad (6.111)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{7211,29}{23} - \frac{6 \cdot 11936,56}{23^2} = -488,92 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.112)$$

$$\sigma_x^t = -488,92 \cdot 0,87^2 - 10 \cdot 3,9 \cdot (1 - 0,87^2) = -379,54 \text{ кПа},$$

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

$H_d^t = 3,9 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;

$m_t = 0,87$ – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t^2, \quad (6.113)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 3,9 + (-488,92)) \cdot 0,87 = 391,43 \text{ кПа},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,9 = -39 \text{ кН/м}^2, \quad (6.114)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.115)$$

$$\sigma_3^t = -488,92 \cdot (1 + 0,87^2) + 10 \cdot 3,9 \cdot 0,87^2 = -829,46 \text{ кПа}.$$

Для удобства расчет краевых напряжений сведем в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напорная грань		Низовая грань	
Основные сочетания нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-178,14	σ_y^t	-488,92
σ_x^u	-330	σ_x^t	-379,54
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	391,43
σ_l^u	-178,14	σ_l^t	-39
σ_3^u	-330	σ_3^t	-829,46

6.4.3 Критерии прочности плотины

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

1) во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.116)$$

$$1,2 \cdot 1,00 \cdot 1105,9 \leq 0,9 \cdot 2800,$$

$$1327,13 \leq 2520,$$

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

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,90$ – коэффициент условий работы;

R_b – расчетное сопротивление бетона по сжатию.

Таким образом, величина главного напряжения и прочность бетона класса В5, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями, удовлетворяют приведённому выше условию.

2) на верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.117)$$

$$-178,14 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot H_d^u \cdot \gamma_v, \quad (6.118)$$

$$178,14 \geq 0,25 \cdot 33 \cdot 10,$$

$$178,14 \geq 82,5.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.4.4 Расчет устойчивости плотины

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.119)$$

где R – расчетное значение несущей способности, находится по формуле:

$$R = \sum (N) \cdot tg\varphi + c\omega, \quad (6.120)$$

$$R = 7211,29 \cdot 0,7 + 100 \cdot 23 = 7347,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

где $tg\varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания;
 $c = 100$ – удельное сцепление грунта основания;
 ω – г. проекция S подошвы плотины, рассчитывается по формуле:

$$\omega = B_n \cdot 1 = 23 \cdot 1 = 23 \text{ м}, \quad (6.121)$$

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H, \quad (6.122)$$

$$F = 5341,55 - 74,61 + 4,64 + 6,61 = 5278,19 \text{ кН/м}.$$

Таким образом:

$$\frac{7347,9 \cdot 0,95}{5278 \cdot 1,00} = 1,32,$$

$$1,32 \geq 1,2.$$

В результате расчетов было выявлено, что водосливная плотина отвечает требованиям прочности и надежности, а также является экономичной.

7 Охрана труда, техника безопасности и пожарная безопасность

7.1 Общие сведения о районе строительства

Верхне-Казырский гидроузел расположен в Красноярском крае на реке Казыр в 30 км выше по течению от города Курагино.

Исток реки Казыр находится в Красноярском крае и Иркутской области России. При слиянии с рекой Амыл образует реку Тубу. Длина реки - 388 км. В створе проектируемой Верхне-Казырской ГЭС водосборная площадь представляет довольно гористую местность. Площадь водосборного бассейна составляет 20 900 км². Средний расход воды 317 м³/с.

Питание реки снеговое и дождевое. Замерзает в период с конца октября-первой половины ноября, вскрывается во второй половине апреля- начала мая.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с умеренно-зимой и умеренно-жарким летом. Средняя годовая температура воздуха составляет +2,5°С, абсолютный минимум -14,1°С, абсолютный максимум +17,6°С. Годовая сумма осадков около 446 мм (от 321 до 760 мм).

Основными источниками загрязнения реки Казыр в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся ниже по течению от створа строительства. Четко выраженный откос берега сложен валунами, песками и лесом, что служит природным источником поступления взвешенных веществ в реку. Однако, в результате анализов на количество микроорганизмов, ионов, солей тяжелых металлов, а также был произведен учет характеристики воды по запаху, цвету, мутности и в соответствии с полученными данными, река Казыр соответствует условно-чистой воде.

Растительность территории в районе строительства Верхне-Казырской ГЭС обширна и многообразна. Отмечаются обширные рожи и лесополосы вдоль русла. На реке Казыр существуют тростниковые «плавающие острова», достигающие размера по ширине и длине в несколько десятков, а иногда и в сотни метров, образующиеся на отмелях.

В районе площадки строительства Казырского ГУ обитает множество представителей животного мира. Основными видами являются:

Рыбы: более 10 видов промысловых рыб, таких как, таймень, ленок, озерный сиг, щука, валец, налим и другие.

Птицы: более 300 видов, более 10 из которых занесены в «Красную книгу».

Млекопитающие: особая группа из них хищники, таких как, медведи, волки, рыси, лисицы, россомахи и др. В районе насчитывается семь видов парнокопытных, два из которых также занесены в «Красную книгу» - это кабан и северный олень. Грызуны населяют весь район, кроме высокогорных областей. Это полевки, суслики, бобры, бурундуки, летяга и т.д.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Казыр на рассматриваемом участке относится к водному объекту второй категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в реку Казыр необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Верхне-Казврская ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Верхне-Казырского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Казыр в нижнем бьефе Верхне-Казырского гидроузла;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.
- Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.
- Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.
- Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.
- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.
- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.
- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.
- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные:
 - 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
 - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
 - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
 - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
 - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
 - 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
 - 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
 - 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.
- 2 Санитарно- технические:
 - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
 - 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
 - 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
 - 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
 - 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
 - 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
 - 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
 - 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
 - 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
 - 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме
Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5 :

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (342000 м³);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{342000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 15390 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (75 т);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³);

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{75 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,5 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 15390 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,5 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Верхне-Казырского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 35 км от ГЭС находится населенный пункт – г.Курагино, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Казыр от сбросов Верхне-Казырского ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Курагино, в пределах промплощадок объектов Верхне-Казырская ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий , обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

7.6 Безопасность гидротехнических сооружений

Верхне-Казырская ГЭС согласно проекту является средненапорной станцией, также по объему водохранилища и вероятным последствиям аварии на станции, в частности прорыва напорного фронта относится ко второму классу по капитальности гидротехнических сооружений. В соответствии с этим, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений является важнейшей задачей эксплуатационной службы. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон

«О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

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

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

7.7 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Верхне-Казырской ГЭС

7.7.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Павловской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

1. определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
2. участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Павловской гидроэлектростанции;
3. ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
4. разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также, для всех работников станции-охрана труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

1. Трудовой кодекс РФ;
2. С [39] по [44];
3. И другими нормативными документами в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.7.2 Охрана труда Верхне-Казырской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Верхне-Казырской ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда на Верхне-Казырском гидроузле должно выполняться следующее:

1. проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

2. при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

3. должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

4. должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

5. подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

6. инструктажи во всех подразделениях на Верхне-Казырской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники;

7. на Верхне-Казырской ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

8. организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

9. на каждом рабочем месте должны быть производственные и

должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

10. персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

11. персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

12. персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

13. персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

14. весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

15. весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

16. не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

17. шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

18. защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

19. в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

20. курение на территории и в производственных помещениях

разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

21. в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

22. в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

23. до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

24. не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

25. не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

26. движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

27. работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

28. капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

29. работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

30. учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

31. организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

7.8 Пожарная безопасность

7.8.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

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

Руководитель ГЭС обязан:

1. организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
2. обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
3. установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
4. установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
5. назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
6. 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:

1. обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
2. обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
3. организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
4. обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
5. 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 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.

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

1. вводный инструктаж по пожарной безопасности;
2. специальная подготовка;
3. регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
4. проведение противопожарных тренировок;
5. повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
6. изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.8.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

1. гидрогенераторы;
2. силовые трансформаторы;
3. кабельные сооружения;
4. станционное маслохозяйство;
5. подпультные, подщитовые помещения.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

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

7.8.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. на дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. при замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. в помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. при реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке.

Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. в аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отса или из самой верхней части потолка.

8. при естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

7.9 Охрана природы

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

1. С [45] по [58];
2. Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Павловской ГЭС относятся:

3. создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
4. подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
5. сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
6. выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
7. образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
8. переселение животных и пересадка редких растений;
9. переселение населения из зоны затопления.

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

1. мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

8 Технико-экономическое обоснование

8.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	38,76	155	155	155	155
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт*ч	155040	620000	620000	620000	620000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	1550,4	6200	6200	6200	6200
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	153489,6	613800	613800	613800	613800
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1 143	1 175	1 206	1 235	1 262
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	175,44	721,22	740,24	758,04	774,62
НДС к выручке	млн.руб	29,24	120,20	123,37	126,34	129,10

Среди имеющихся показателей изменения происходят в «Тариф на электроэнергию», «НДС к выручке» и «Выручка от реализации электроэнергии», соответственно, можно сделать вывод, что чем больше тариф, тем больше выручка и больше размер суммы НДС к выручке.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств 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

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Фонд оплаты труда	255,2	39,57
Прочие расходы	274,0	42,48
Итого	529,2	82,05

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	20,99
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1,47
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	0,43
Итого		22,89

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Казыр, составляет 4,80 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	524,68	554,28	554,28	554,28	554,28
Расходы на страхование, млн.руб.	56,09	52,54	47,22	41,9	36,58
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	20,51	82,05	82,05	82,05	82,05

Продолжение таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	70,11	65,68	59,03	52,38	45,73
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	5,72	22,88	22,88	22,88	22,88
Налог на воду, млн.руб.	47,99	90,53	74,53	74,53	74,53
Итого, млн.руб.	725,1	867,96	839,99	828,02	816,05

Наибольшие затраты отчисляются на амортизацию. Расходы на страхование и ремонт производственных фондов с каждым годом уменьшаются, поэтому сумма затрат с каждым годом уменьшается.

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьёй оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;

- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2029–2033 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	136,62	145,63	155,36	186,33	217,85
НДС, млн.руб.	125,29	303,49	309,88	316,45	323,06
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Налог на имущество, млн.руб.	74,69	62,49	50,3	39,05	29,92
Итого, млн.руб.	336,75	511,76	515,69	541,98	570,98

Налоговые расходы в совокупности растут за счет увеличения налога на прибыль и суммы НДС, динамика роста которых превышает суммы уменьшающегося налога на имущество, при этом взносы в социальные фонды остаются без изменений.

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Оценка прибыли – это в первую очередь анализ всей экономической деятельности, осуществляемой организацией. Прибыль представляет собой разность цены товара и ее себестоимости.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	1354,18	1389,65	1422,87	1456,37	1487,16
Текущие расходы, млн.руб.	857,97	839,99	828,02	816,05	804,08
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1354,18	1389,65	1422,87	1456,37	11487,16
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	467,46	552,6	598,01	643,71	686,69
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	6,25	110,52	119,6	128,74	137,34
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	461,21	442,08	478,41	514,97	549,35
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Годовая прибыль с каждым годом увеличивается, ввиду того, что динамика доходов превышает статью расходов. Превышение суммы 2025 года над 2026 годом обусловлено небольшим скорректированным налогом на прибыль, так как это первый год, когда станция начинает приносить прибыль.

8.3 Анализ денежных потоков

Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш-Фло, изобразим на графике укрупненные этапы проекта, график Кэш-Фло представлен на рисунке 8.2.

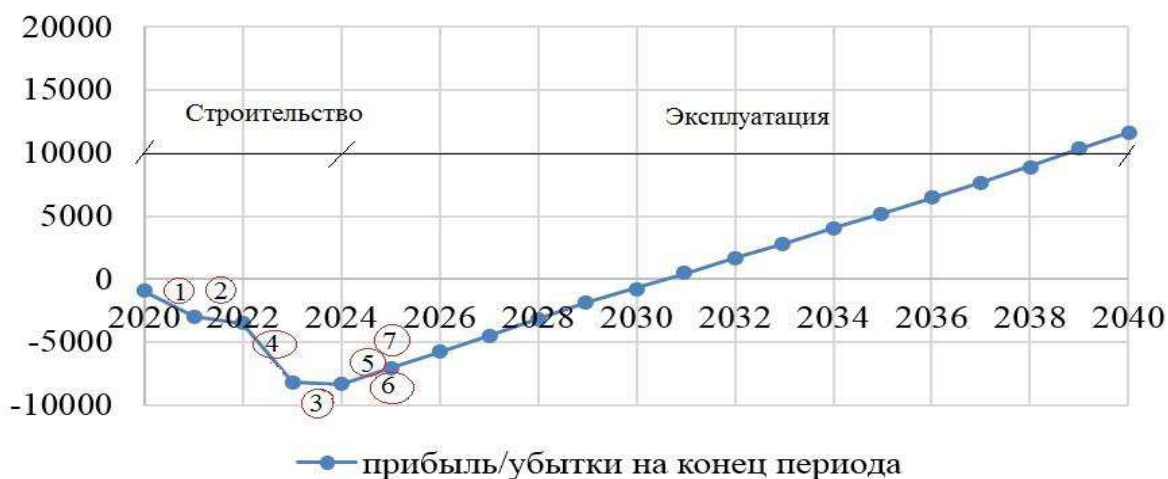


Рисунок 8.2 – График Кэш-Фло

На рисунке обозначено:

- 1- Окончание земляных работ (7.10.2020)
- 2- Окончание бетонных работ (14.06.2021)
- 3- Окончание строительных работ (1.12.2023)
- 4- Пуск первого агрегата (25.04.2022)
- 5- Пуск последнего агрегата (12.05.2024)
- 6- Начало строительства ОРУ (1.07.2024)
- 7- Начало строительства ЛЭП (9.10.2024)
- 8- (7) Выработка электроэнергии и мощности (10.10.2024)

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9).

8.4.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

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

1. чистый, дисконтированный доход
2. индекс прибыльности
3. срок окупаемости
4. и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24–16–1/20–113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.

в) едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expert systems».

Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- 1) период прогнозирования для Павловской ГЭС на реке Уфа мощностью 90 МВт составляет 20 лет;
- 2) используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.
- 3) Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

8.4.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8– Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60

Продолжение таблицы 8.8

Наименование	Значение
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	353
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	603,23
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,09
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,46
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,19
Удельные капиталовложения, руб/Квт	80271,2

Индекс прибыльности превышает 1, соответственно, проект следует принять. Так как дисконтированный период окупаемости 353 мес (29,4 лет), а срок эксплуатации станции 50 лет, то прибыль перекроет вложенные инвестиции чуть более чем за пол срока работы станции.

8.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн. руб.	48,08	90,71	182,15	193,52	202,66
В региональный бюджет, млн. руб.	123,62	123,46	111,27	99,08	86,88
Итого налог. поступлен., млн. руб.	171,71	214,17	293,42	292,6	289,38

Размер налога напрямую зависит от выработки электроэнергии, соответственно, с увеличением выработки увеличивается и размер налоговых поступлений.

8.5 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- 1) стоимость строительства по проект;
- 2) цены электроэнергии;
- 3) ставки дисконтирования;
- 4) иных существенных параметров (налоговых выплат, уровня инфляции и др.).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определены экспертно. На рисунках 8.3, 8.4 изображены графики анализа чувствительности по различным показателям.

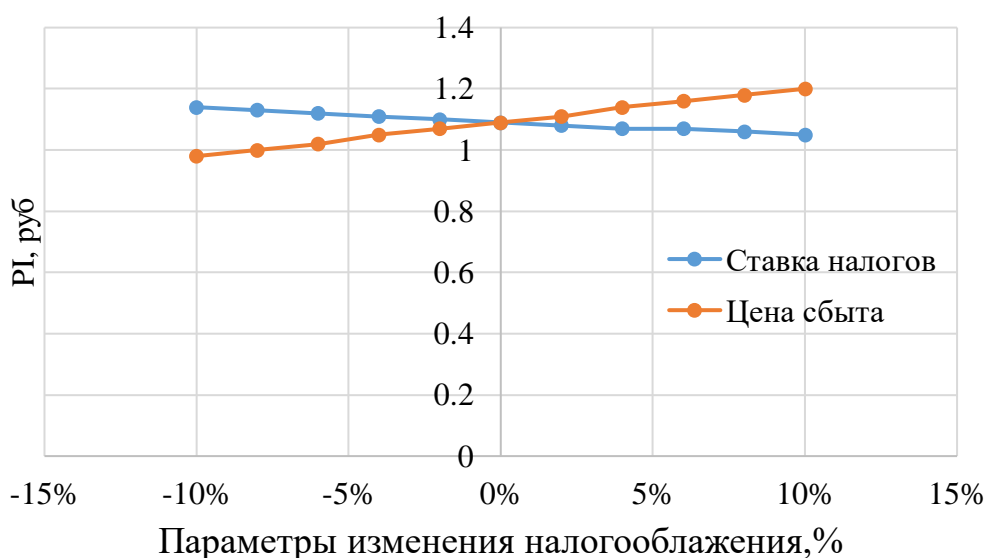


Рисунок 8.3 – Изменения NPV от изменения объёма инвестиций, %
Изменения NPV от изменения сбыта электроэнергии, %

Вывод: Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI. Увеличение цены сбыта приводит к увеличению PI.

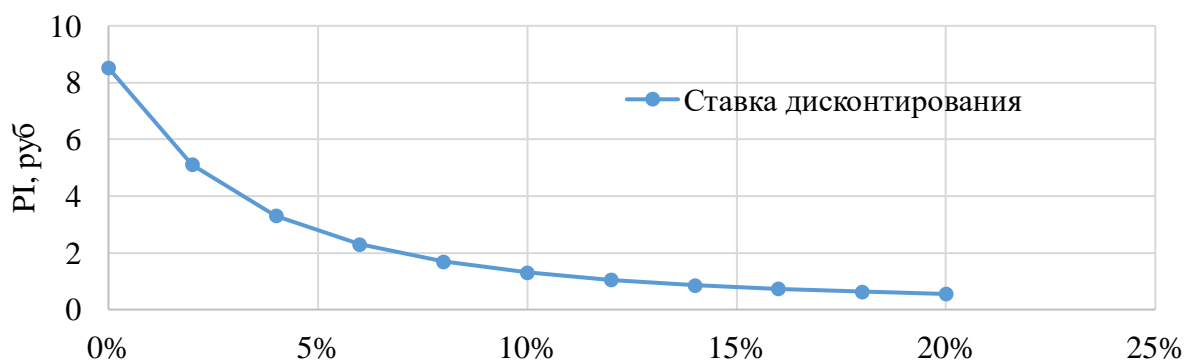


Рисунок 8.4 – Изменения NPV от изменения ставки дисконтирования, %

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования наблюдается обратная зависимость с величиной PI, то есть уменьшение PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- увеличение ставки дисконтирования;
- уменьшение цены электроэнергии;
- увеличение объема инвестиций продукции.

9 Дуговое КЗ на шинах собственных нужд ГЭС. Оптическая дуговая защита ячеек КРУ

9.1 Введение

Распределение электрической энергии на подстанции осуществляется в распределительном устройстве. В сетях 6-35 кВ, как правило, применяются комплектные распределительные устройства внутренней (КРУ) или наружной (КРУН) установки.

Электрическая дуга воздействует на элементы конструкции КРУ, вызывая повреждения различной степени тяжести, а в случае отсутствия адекватных и своевременных мер по её ликвидации неминуемо приводит к их разрушению. Обнаружение дугового КЗ и своевременное отключение поврежденного участка сети позволяет свести к минимуму причинение ущерба.

9.2 Причины возникновения дуги

Причины электродуговых коротких замыканий:

1. Старение или повреждение изоляции.
2. Нарушение схемы соединения кабелей и шин.
3. Неисправность электрооборудования.
4. Повышенная влажность.
5. Загрязнения.
6. Коррозия.
7. Повышенное напряжение.

Как правило, возникновение дугового КЗ является основной причиной возникновения возгораний в электрических сетях, а также уменьшения чувствительности устройств релейной защиты.

Ввиду этого необходима защита элементов электрической сети от воздействия электрической дуги.

9.3 Дуговая защита

Дуговая защита — особый вид быстродействующей защиты от коротких замыканий, основанный на регистрации спектра света открытой электрической дуги.

Дуговая защита шин (ДуЗШ) или защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) применяется для защиты сборных шин и элементов ошиновки распределительных устройств 6-10 кВ, размещенных в закрытых отсеках (КРУ или КРУН). Работа защиты основана, в основном, на физическом принципе.

9.4 Способы защиты от дуговых замыканий:

Один из способов борьбы с последствиями дугового КЗ – модернизация конструктивов КРУ, в частности использование дугостойких перегородок между отсеками. Такая защита называется пассивной. Однако важную роль, особенно в КРУ, введенных в эксплуатацию много лет назад, играет также активная ЗДЗ, под которой подразумевается комплекс устройств, позволяющих зафиксировать возникновение электрической дуги на ранних стадиях ее развития и своевременно отключить поврежденные участки сети.

К системам ЗДЗ предъявляется ряд требований, среди которых следует отметить следующие:

1. Быстродействие. Как было показано выше, ключевым фактором в борьбе с электрической дугой является время. Согласно нормативам суммарное время от момента возникновения дуги до срабатывания выключателя не должно превышать 200 мс. Однако даже за столь короткое время дуга может нанести значительный ущерб. Поэтому время срабатывания ЗДЗ необходимо сократить насколько возможно.
2. Селективность (избирательность). Под селективностью подразумевается способность системы защиты отключить только поврежденный сегмент энергосистемы для того, чтобы свести к минимуму перебои в подаче электроэнергии. Для этого необходимо как можно точнее определить место возникновения электрической дуги.
3. Чувствительность. Защита должна срабатывать даже при минимальных значениях аварийных параметров.
4. Надежность. Важным свойством системы дуговой защиты также является отсутствие отказов работоспособности и ложных срабатываний.

Работа системы ЗДЗ основана на анализе процессов, сопровождающих дуговое замыкание, и контроле соответствующих параметров.

Способы идентификации электрической дуги можно разделить на две группы:

- Контроль основных параметров и характеристик электрической цепи при дуговом КЗ:
 1. амплитуды тока/напряжения;
 2. спектрального состава тока/напряжения;
 3. вольт-амперной характеристики;
 4. сопротивления.
- Контроль основных параметров физических процессов, сопровождающих электрическую дугу:
 1. температуры;
 2. давления;

3. электрической проводимости (степени ионизации газов);
4. оптического излучения.

Защиты в соответствии с контролируемым параметром:

1. ЗДЗ клапанного типа

На повышение давления воздуха в ограниченном отсеке ячейки КРУ реагирует ЗДЗ клапанного типа. В ЗДЗ этого типа в качестве датчика, реагирующего на повышение давления воздуха, используются специальные разгрузочные клапаны с путевыми выключателями, смонтированные в КРУ. Защита от дуговых замыканий клапанного типа представлена на рисунке 9.1.



Рисунок 9.1 – ЗДЗ клапанного типа

2. ЗДЗ с мембранным выключателем

Представляет из себя систему из шлангов, вентилях обратного давления и мембранного выключателя. В каждый защищаемый отсек ячейки подводится шланг, объединение шлангов производится через вентили обратного давления, объединённый участок подключается к мембранному выключателю, реагирующему на волны давления, создаваемые электрической дугой. Защита от дуговых замыканий мембранного типа представлена на рисунке 9.2.



Рисунок 9.2 – ЗДЗ с мембранным выключателем

3. ЗДЗ фототиристорного типа

На световую вспышку от электрической дуги реагируют ЗДЗ фототиристорного типа. В качестве датчика, реагирующего на световую вспышку от электрической дуги используется фототиристор. Защита от дуговых замыканий фототиристорного типа представлена на рисунке 9.3.



Рисунок 9.3— ЗДЗ фототиристорного типа

4. ЗДЗ волоконно-оптического типа

Ее работа заключается на принципе обнаружения вспышки электрической дуги с помощью специальных оптических датчиков. Такие защиты размещают в отсеках ввода, на выкатном элементе ячеек, в кабельных отсеках. Обнаружение электрической дуги осуществляется сразу во всех элементах защиты. Защита от дуговых замыканий волоконно-оптического типа представлена на рисунке 9.4.

Обесточивание ячеек выполняется при условиях:

- Сигнала пуска максимальной защиты.
- Сигнала от всех датчиков.



Рисунок 9.4— ЗДЗ волоконно-оптического типа

9.5 Оптическая защита ячеек КРУ собственных нужд

Распределение электрической энергии на подстанции осуществляется в распределительном устройстве. В сетях 6-35 кВ, как правило, применяются комплектные распределительные устройства внутренней (КРУ) или наружной (КРУН) установки. Секция КРУ состоит из нескольких шкафов, каждый из которых имеет три высоковольтных отсека (рисунок 9.5):

- отсек кабельной сборки служит для подсоединения вводной линии и отходящих фидеров к секции КРУ, а также содержит измерительные трансформаторы тока;

- отсек выключателя содержит выключатели и другое высоковольтное оборудование (предохранители, секционные разъединители, трансформаторы напряжения);
- отсек сборных шин предназначен для соединения шкафов КРУ при помощи силовых шин .

Оборудование релейной защиты и автоматики (РЗА), измерительные приборы и устройства управления расположены в низковольтном релейном отсеке. Управление

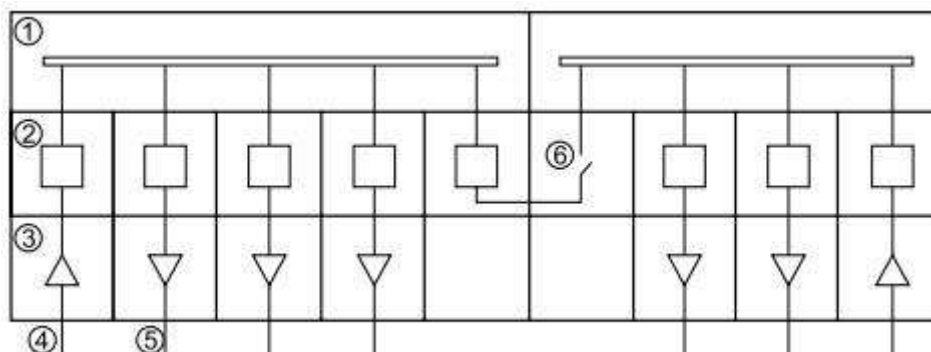


Рисунок 9.5 – Схема КРУ (на примере двухтрансформаторной подстанции): 1 - отсек сборных шин; 2 - отсек выключателя; 3 - отсек кабельной сборки; 4 - линия ввода; 5 - отходящие линии; 6 - секционный разъединитель

В современных системах ЗДЗ используются оптические датчики двух видов, различающиеся по способу установки.

В первом случае полупроводниковый фотодатчик (фотодиод, фоторезистор, фототранзистор, фототиристор) устанавливается непосредственно в отсек КРУ. Недостаток такой конструкции заключается в том, что электронные компоненты и линии связи располагаются в рабочей зоне, а значит, подвержены воздействиям сильных электромагнитных помех.

Для устранения этих нежелательных воздействий существует другой способ реализации оптического датчика, при котором в отсек КРУ устанавливается некий пассивный элемент, осуществляющий захват оптического излучения, а вся оптоэлектронная часть выводится за пределы шкафа РУ. Передача сигнала от собирающего элемента к фотоприемнику происходит по оптическому волокну, которое не подвержено влиянию электромагнитных помех. Такие устройства получили название волоконно-оптических датчиков (ВОД). Захват оптического излучения выполняется при помощи устройства на основе линзы или же отрезка оптического волокна в прозрачной оболочке.

Фотодатчики и линзовые ВОД называют также точечными датчиками, поскольку они регистрируют оптическое излучение в ограниченном телесном угле. ВОД на основе собирающего волокна реализуют захват излучения

поверхностью волокна по всей его длине, поэтому называются линейными датчиками. Один линейный датчик может быть установлен сразу в нескольких отсеках или шкафах КРУ. Как точечный, так и линейный датчики имеют свои преимущества и недостатки (табл. 9.1).

Таблица 9.1. - Сравнение точечного и линейного датчиков.

Сравниваемый параметр	Линейный датчик	Точечный датчик
Риск затенения	нет	есть
Чувствительность	ниже, чем у точечного	высокая
Возможность работы с несколькими отсеками	есть	нет
Точность определения места возникновения электрической дуги	низкая	высокая

При разработке ВОД необходимо учитывать несколько моментов.

1. Выбор типа ВОД. Как точечный, так и линейный датчик имеют свои преимущества и недостатки и могут быть использованы в системах дуговой защиты. Зачастую целесообразно использование обоих типов датчиков.
2. Выбор собирающего элемента. Линзовый ВОД должен захватывать излучение в достаточно широком телесном угле. Эффективность линейного ВОД во многом определяется свойствами собирающего волокна.
3. Расположение собирающих элементов. Необходимо обеспечить контроль всех частей КРУ, в которых возможно возникновение дугового КЗ.
4. Выбор фотоприемника. Спектральная характеристика используемого фотоприемника должна перекрывать спектр излучения вспышки. Фотоприемник также должен иметь достаточную пороговую чувствительность.
5. Диагностика работоспособности. Постоянная проверка работоспособности позволяет вовремя обнаружить неработающие датчики. Это можно сделать при помощи тестового сигнала, периодически посылаемого к фотоприемнику от передатчика, специально устанавливаемого в датчик для этой цели [68].
6. Настройка пороговых значений. Устройство должно уметь отличать сигнал, вызываемый электрической дугой, от тестового сигнала и излучения других источников света.
7. Быстродействие. Время срабатывания ЗДЗ складывается из времени срабатывания устройств обнаружения (МТЗ и оптического датчика) и

времени срабатывания выключателя. Важную роль играет собственное время срабатывания оптического датчика.

Пример установки представлен на рисунке 9.6.

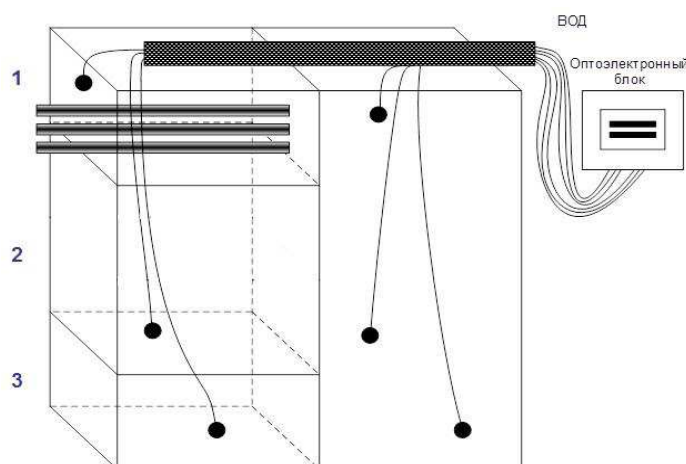


Рисунок 9.6 – Оптоволоконная быстродействующая дуговая защита семейства «ОВОД»

Пример, демонстрирующий расположение линз ВОД в отсеке сборных шин (1), отсеке выключателя (2) и отсеке кабельной сборки (3).

В случае изолированных отсеков сборных шин (для каждой ячейки) в каждом из них должен быть установлен ВОД.

9.6 Защита от дугового КЗ на шинах собственных нужд Верхне-Казырской ГЭС.

Выбор типа ЗДЗ производится на стадии проектирования КРУ. В дальнейшем формируется техническое задание и проводятся конкурсные процедуры по закупке оборудования. Выбор устройств РЗА при проектировании защиты на гидроузле был произведен в соответствии с требованиями ПУЭ, СТО организации, стоимости, экономической целесообразности. Внедряемое устройство должно не вызывать сложностей с работой в период эксплуатации.

Для защиты от дуговых замыканий на шинах собственных нужд гидроэлектростанции Верхне-Казырской ГЭС проектируется оптически-волоконная защита.

Преимущества перед другими защитами заключается в абсолютной невосприимчивости к электромагнитным помехам, поскольку в зоне действия электрической дуги находятся только пассивные компоненты (объектив ВОД и волоконно-оптический кабель).

На станцию устанавливаем устройства ЗДЗ «Дуга-О» производства «Механотроника». В комплекте на одну ячейку 6 кВ входят – регистратор

дуговых замыканий 1 шт, волоконно-оптические датчики 3 шт (3 или 5 метров). Количество ячеек КРУ в зависимости от присоединений 221-25 шт.

Устройство представляет собой стальной шкаф с передней дверцей. Внутри шкафа в верхней его части смонтирован блок оптоэлектронного преобразования и мониторинга (БПМ). В БПМ вставляются блоки, входящие в состав устройства:

1. Десять блоков детектирования света и тестирования (БДСТ);
2. Блок дискретных входов (БДВх);
3. Блок дискретных выходов (БДВых);
4. Блок питания (БП);
5. Блок микроконтроллера.

В БДвх расположены схемы формирования сигналов, таких как индикация срабатывания, неисправность и пять сигналов запрета действия схем АПВ и АВР. БДВых формирует сигналы на отключение выключателя с помощью выходных реле. Блок микроконтроллера управляет работой всего устройства.

Схема собственных нужд Верхне-Казырской ГЭС реализована на 6 кВ двумя системами сборных шин с секционированием шины.

Ввиду компоновки собственных нужд было принято решение о проектировании четырех секций ДУГА-О, производство механотроника. Размещение датчиков представлено в таблицах 9.2 – 9.5. Оптические кабели ВОД подводятся через кабельные вводы и подключаются к соответствующим оптическим розеткам. Расположение защиты представлено в приложении Г, Г.1.

Таблица 9.2 – Размещение датчиков по ячейкам для ДУГА-О №1

Номер ячейки	Отсек выключателя	Отсек кабельной сборки	Отсек сборных шин
Ячейка №1	ВОД №2	ВОД №3	ВОД №1
Ячейка №2	ВОД №5	ВОД №4	ВОД №6
Ячейка №3	ВОД №8	ВОД №9	ВОД №7
Ячейка №4	ВОД №11	ВОД №10	ВОД №12
Ячейка №5	ВОД №14	ВОД №13	ВОД №15
Ячейка №6	ВОД №17	ВОД №18	ВОД №16
Ячейка №7	ВОД №20	ВОД №19	ВОД №21
Ячейка №8	ВОД №23	ВОД №24	ВОД №22
Размещение ОВОД			Номер ВОД
Шинный ввод со стороны ячейки №3			ВОД №25

Таблица 9.3 – Размещение датчиков по ячейкам для ДУГА-О №2

Номер ячейки	Отсек выключателя	Отсек кабельной сборки	Отсек сборных шин
Ячейка №1	ВОД №2	ВОД №1	ВОД №3

Продолжение таблицы 9.3

Номер ячейки	Отсек выключателя	Отсек кабельной сборки	Отсек сборных шин
Ячейка №2	ВОД №5	ВОД №4	ВОД №6
Ячейка №3	ВОД №8	ВОД №7	ВОД №9
Ячейка №4	ВОД №11	ВД №10	ВОД №12
Ячейка №5	ВОД №14	ВОД №13	ВОД №15
Ячейка №6	ВОД №17	ВОД №16	ВОД №18
Ячейка №7	ВОД №20	ВОД №19	ВОД №21
Размещение ОВОД			Номер ВОД
Шинный ввод со стороны ячейки №1			ВОД №22

Таблица 9.4 – Размещение датчиков по ячейкам для ДУГА-О №3

Номер ячейки	Отсек выключателя	Отсек кабельной сборки	Отсек сборных шин
Ячейка №1	ВОД №2	ВОД №1	ВОД №3
Ячейка №2	ВОД №5	ВОД №4	ВОД №6
Ячейка №3	ВОД №8	ВОД №7	ВОД №9
Ячейка №4	ВОД №11	ВОД №10	ВОД №12
Ячейка №5	ВОД №14	ВОД №13	ВОД №15
Ячейка №6	ВОД №17	ВОД №16	ВОД №18
Ячейка №7	ВОД №20	ВОД №19	ВОД №21
Ячейка №8	ВОД №23	ВОД №22	ВОД №24
Размещение ОВОД			Номер ВОД
Шинный ввод со стороны ячейки №3			ВОД №25

Таблица 9.5 – Размещение датчиков по ячейкам для ДУГА-О №4

Номер ячейки	Отсек выключателя	Отсек кабельной сборки	Отсек сборных шин
Ячейка №1	ВОД №2	ВОД №1	ВОД №3
Ячейка №2	ВОД №5	ВОД №4	ВОД №6
Ячейка №3	ВОД №8	ВОД №7	ВОД №9
Ячейка №4	ВОД №11	ВОД №10	ВОД №12
Ячейка №5	ВОД №14	ВОД №13	ВОД №15
Ячейка №6	ВОД №17	ВОД №16	ВОД №18
Ячейка №7	ВОД №20	ВОД №19	ВОД №21
Размещение ВОД			Номер ВОД
Шинный ввод со стороны ячейки №1			ВОД №22

Для повышения надежности срабатывания защиты совместно с волоконно–оптическими датчиками устанавливаем клапанную дуговую защиту. ВОД устанавливаются в каждом отсеке, параллельно с концевыми выключателями клапанной дуговой защиты. Для секции №1 дуговой защиты спроектирована схема отключений в случае возникновения коротких замыканий, представлена в приложении Г, Г.2.

Стоимость реализации проекта составляет 960 тысяч рублей, что в соотношении показателя «цена/качество» является наиболее оптимальным вариантом, что приводит к минимизации затрат на ремонт оборудования в долгосрочной перспективе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Верхне-Казырского гидроузла на реке Казыр, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % равного 1899 м³/с соответственно.

В ходе ВЭР была определена установленная мощность, равная 155 МВт и среднемноголетняя выработка 601 млн. кВт·ч. Было построено режимное поле, на котором определены следующие напоры:

максимальный – 28,3 м; расчетный – 21,25 м; минимальный – 19,85 м.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции, определен максимальный расход через все агрегаты ГЭС, составляющий 215,58 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ30а-В и ПЛ30б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с двумя гидротурбинами ПЛ30а-В-560.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 107,1 об/мин был подобран серийный гидрогенератор ВГС-850/135-56 с номинальной активной мощностью 35 МВт.

Далее была выбрана единственная подходящая структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (4 простых блока, 2 отходящих воздушных линий) ОРУ 220 кВ – "Одна рабочая + ОСШ". По справочным данным и каталогам было выбрано высоковольтное оборудование и оборудование на генераторное напряжение

После выбора основного электрооборудования был выбран перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

После выбора электрического оборудования и устройств его защит, была принята русловая компоновка гидроузла. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений гидроузла входят:

1. водосбросная бетонная плотина с поверхностным эксплуатационным и аварийным донным водосливом;
2. здание ГЭС;
3. левобережная глухая бетонная плотина;
4. правобережная глухая бетонная плотина;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка и колодец.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,32 для основного

сочетаний нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,20). Таким образом, плотина отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют.

Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

1. дисконтированный срок окупаемости – 29,4 лет;
2. себестоимость – 0,19 руб/кВт
3. удельные капиталовложения – 80271,2 руб./кВт.

Таким образом, строительство Верхне-Казырского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затеева Е. Ю. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.
- 2 Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов /сост. А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005.
- 3 Системный оператор ЕЭС [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ [сайт]: <http://so-ups.ru/?id=178>.
- 4 Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат, 1990 – 366 с.
- 5 Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
- 6 СТО 17330282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования». ОАО РАО «ЕЭС России». Дата введения - 2008 - 07 – 30 с.
- 7 Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002 - 541 с.
- 8 СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. [Электронный ресурс] // ОАО РАО «ЕЭС России» - Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/57/57990/>
- 9 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. От 27 декабря 2002 г. № 184 – ФЗ «О техническом регулировании». [Электронный ресурс] // ОАО «РусГидро» - Режим доступа: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/d86/STO-RusGidro-01.01.78-2012_Normi-tehnologicheskogo-proektirovaniya.pdf
- 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 сухие ТСЗ ВН 6/10 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго-Завод». – Режим доступа: <http://energo-zavod.com>
- 12 Каталог «Трансформаторы силовые масляные -110 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский Трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/>

- 13 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.- Введ. 01.01.2007. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 59 с.
- 14 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «ЭнергоСпецКомплект». – Режим доступа: <http://www.energospes.ru/>
- 15 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «ЗЕТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
- 16 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «Профотек». – Режим доступа: <http://www.profotech.ru/>
- 17 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «Промсвязькомплект». – Режим доступа: <http://promsvjazkomplekt.ru/>
- 18 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «АСУ ВЭИ». – Режим доступа: <http://www.asu-vei.ru/>
- 19 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «ЭнергоСпецКомплект». – Режим доступа: <http://www.energospes.ru/>
- 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 Каталог «Трансформаторы СН масляные» [Электронный ресурс] // ООО «СвердловЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.sesh96.ru/>
- 22 Каталог «Трансформаторы СН масляные» [Электронный ресурс] // ООО «ГК ЭнергоПроф». – Режим доступа: <https://www.sklad-generator.ru>
- 23 СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. – Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 г. – 19 с.
- 24 ГОСТ Р 56302-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования. Дата актуализации: 01.01.2019. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Index/58/58528.htm>
- 25 ГОСТ Р 56303-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению. Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. N 1984-ст. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200115865>
- 26 ГОСТ Р 57114-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-

- диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. Дата актуализации: 01.01.2019. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data/635/63515.pdf>
- 27 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // «УралЭнерго». – Режим доступа: <http://www.u-energo.ru>
- 28 Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1998 г. – 608 с.
- 29 Чернобровов Н. В. Ч-49 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд.5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974 - 680 с. С ил.
- 30 СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456071754>
- 31 СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293794/4293794017.htm>
- 32 СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82* [Электронный ресурс] // – ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095522>
- 33 Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
- 34 Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М.: АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
- 35 СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85 (с Изменением N 1). [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095522>
- 36 СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84* (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095521>
- 37 СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095549>
- 38 СТО 70238424.27.140.003-2010 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и

- требования. [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200093612>
- 39 ГОСТ Р 12.0.008-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Системы управления охраной труда в организациях. Проверка (аудит). [Электронный ресурс] // ООО "Экожилсервис" и Учреждения Федерации Независимых Профсоюзов России "Научно-исследовательский институт охраны труда в г. Екатеринбурге" – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200073864>
- 40 Распоряжение от 14.01.98 № 5р Об утверждении Положения о СУОТ. от 14.01.98 № 5р. [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: <https://refdb.ru/look/2312094-pall.html>
- 41 Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н (ред. от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" [Электронный ресурс] // «Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти» – Режим доступа: <https://tk-expert.ru/lib/231/>
- 42 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: http://www.infosait.ru/norma_doc/43/43607/index.htm
- 43 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12161584/>
- 44 "Конституция Российской Федерации" (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (с учетом поправок, внесенных Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 N 6-ФКЗ, от 30.12.2008 N 7-ФКЗ, от 05.02.2014 N 2-ФКЗ, от 21.07.2014 N 11-ФКЗ) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28399/
- 45 Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/
- 46 Федеральный закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об охране атмосферного воздуха" [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: https://www.ecolog46.ru/wp-content/uploads/2017/08/Федеральный-закон-от-04_05_1999-N-96-ФЗ-об-охране-атмосферного-воздуха.pdf
- 47 Федеральный закон от 31 декабря 2017 г. N 503-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" и отдельные законодательные акты Российской Федерации" [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <https://rg.ru/2018/01/09/fz503-dok.html>

- 48 Федеральный закон "О животном мире" от 24.04.1995 N 52-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://base.garant.ru/10107800/>
- 49 Федеральный закон от 14 марта 1995 г. N 33-ФЗ "Об особо охраняемых природных территориях"(с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9010833>
- 50 Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 N 52-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22481/
- 51 Федеральный закон "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/420320415>
- 52 Федеральный закон "Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 N 174-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102038321>
- 53 Федеральный закон "О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов" от 20.12.2004 N 166-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50799/
- 54 Федеральный закон "Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации" от 25.06.2002 N 73-ФЗ (последняя редакция). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_37318/
- 55 Земельный кодекс Российской Федерации" от 25.10.2001 N 136-ФЗ (ред. от 25.12.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_33773/
- 56 Водный кодекс Российской Федерации" от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_60683/
- 57 Лесной кодекс Российской Федерации" от 04.12.2006 N 200-ФЗ (ред. от 03.08.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_64299/
- 58 Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340. [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/
- 59 Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии

- предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами). Книга 1. Методические особенности оценки эффективности проектов в электроэнергетике. [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200088779>
- 60 Fiber Optic Sensor Systems for Arc Flash Detection. <http://docs.avagotech.com/docs/AV02-4503EN>
- 61 Нагай В. И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002.
- 62 Батурлин С. Электробезопасность промышленных предприятий. Система защиты от дуги // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2013. № 1.
- 63 ГОСТ 14693-90 Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия. 7-е переиздание, 2003.
- 64 СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). Стандарт ОАО "ФСК ЕЭС", 2009.
- 65 РД 34.20.501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. 15-е издание, перераб. и доп., 1995.
- 66 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 67 Нагай В. И. Быстродействующие дуговые защиты КРУ. Современное состояние и пути совершенствования // Новости электротехники. 2003. № 5.
- 68 Шабад М. А. Максимальная токовая защита. Л.: Энергоатомиздат, 1991.
- 69 Право на жизнь имеют все виды дуговых защит // Новости электротехники. 2001. № 4.
- 70 Гуревич В. И. Принцип построения дуговой защиты распределительных устройств 6-10 кВ // Энергетика и электрификация. 1992. № 3.
- 71 Indra A. Using Fiber Optics in Arc Flash Detection Applications. www.electronicdesign.com/circuit-protection/using-fiber-optics-arc-flash-detection-applications

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

Таблица А.1 – Сработка – наполнение маловодный год

номер	Qбыт	Qлёд	Qис	Qфи	Qпб	Qнб	Qвод	Qвхк	Qхс	Qгэс	Vнач	dV	Vкон	Zн(ВБ)	Zк(ВБ)	Zср(ВБ)	Zнб		МВт	
11	125	5	1	3	117	139	20	114	0	137	8,00	0,05	7,95	601,00	600,97	600,99	572,61	28,03	34	34
12	57	5	0	3	49	598	546	114	0	595	7,95	1,46	6,48	600,97	599,30	600,14	574,17	25,61	134	134
1	24	5	0	3	16	664	645	114	0	661	6,48	1,73	4,76	599,30	596,15	597,72	574,29	23,08	134	134
2	30	5	0	3	22	175	150	114	0	172	4,76	0,40	4,35	596,15	595,22	595,68	572,80	22,53	34	34
3	36	0	0	3	33	114	78	114	0	111	4,35	0,21	4,14	595,22	594,70	594,96	572,46	22,15	22	по ВХК
4	141	-8	1	3	145	114	-34	114	0	111	4,14	0,09	4,24	594,70	594,93	594,81	572,46	22,01	22	по ВХК
5	825	-13	4	3	831	228	-606	228	0	225	4,24	1,62	5,86	594,93	598,31	596,62	573,06	23,21	46	по ВХК
6	722	0	4	3	716	228	-490	228	0	225	5,86	1,31	7,17	598,31	600,23	599,27	573,06	25,86	51	по ВХК
7	393	0	2	3	388	228	-163	228	0	225	7,17	0,44	7,61	600,23	600,70	600,46	573,06	27,05	54	по ВХК
8	306	0	2	3	302	228	-77	228	0	225	7,61	0,20	7,81	600,70	600,88	600,79	573,06	27,38	54	по ВХК
9	250	0	1	3	246	228	-21	228	0	225	7,81	0,06	7,87	600,88	600,92	600,90	573,06	27,48	55	по ВХК
10	164	0	1	3	161	114	-49	114	0	111	7,87	0,13	8,00	600,92	601,00	600,96	572,46	28,15	28	по ВХК

Продолжение приложения А
 Таблица А.2 – Сработка – наполнение водохранилища средневодного года

номер	Qбыт	Qлёд	Qисп	Qфил	Qпб	Qнб	Qвод	Qвхк	Qхс	Qгэс	Vнач	dV	Vкон	Zн(ВБ)	Zк(ВБ)	Zср(ВБ)	Zнб		МВт	
11	139	5	1	3	131	141	8	114	0	139	8,00	0,02	7,98	601,00	600,99	601,00	572,62	28,03	34	34
12	64	5	0	3	56	594	535	114	0	591	7,98	1,43	6,55	600,99	599,40	600,19	574,16	25,68	134	134
1	29	5	0	3	21	655	631	114	0	653	6,55	1,69	4,85	599,40	596,36	597,88	574,28	23,25	134	134
2	35	5	0	3	27	170	140	114	0	167	4,85	0,37	4,48	596,36	595,52	595,94	572,77	22,82	34	34
3	43	0	0	3	40	168	125	114	0	166	4,48	0,34	4,14	595,52	594,70	595,11	572,76	21,99	32	ПО ВХК
4	141	-8	1	3	145	114	-34	114	0	111	4,14	0,09	4,24	594,70	594,93	594,81	572,46	22,01	22	ПО ВХК
5	925	-13	4	3	931	224	-710	228	0	222	4,24	1,90	6,14	594,93	598,77	596,85	573,04	23,46	46	ПО ВХК
6	889	0	4	3	883	285	-600	228	0	283	6,14	1,61	7,74	598,77	600,82	599,79	573,31	26,14	65	ПО ВХК
7	417	0	2	3	412	319	-96	228	0	316	7,74	0,26	8,00	600,82	601,00	600,91	573,44	27,13	76	ПО ВХК
8	417	0	2	3	413	415	0	228	0	413	8,00	0,00	8,00	601,00	601,00	601,00	573,75	26,91	98	ПО ВХК
9	305	0	1	3	301	304	0	228	0	301	8,00	0,00	8,00	601,00	601,00	601,00	573,38	27,28	72	ПО ВХК
10	263	0	1	3	260	262	0	114	0	260	8,00	0,00	8,00	601,00	601,00	601,00	573,21	27,44	63	ПО ВХК

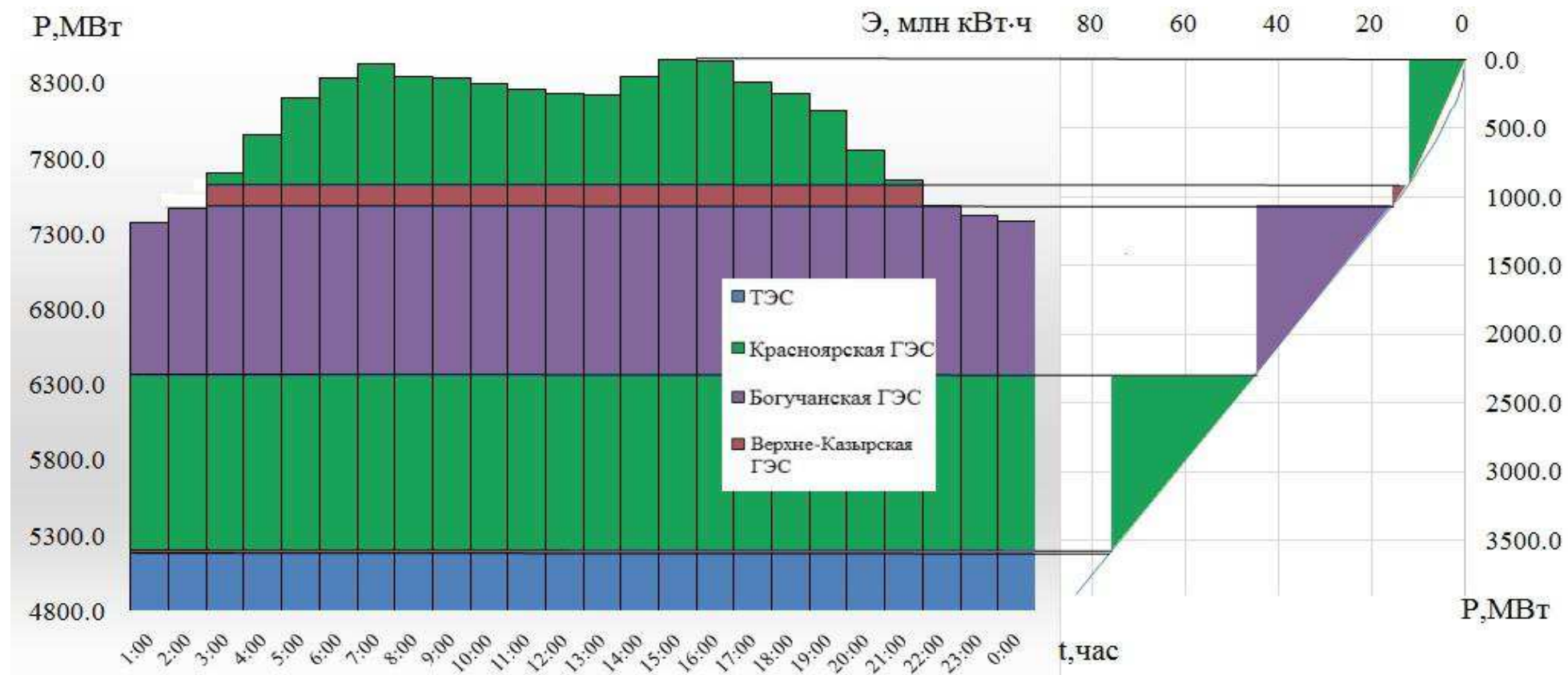


Рисунок А.1 – ИКН январь

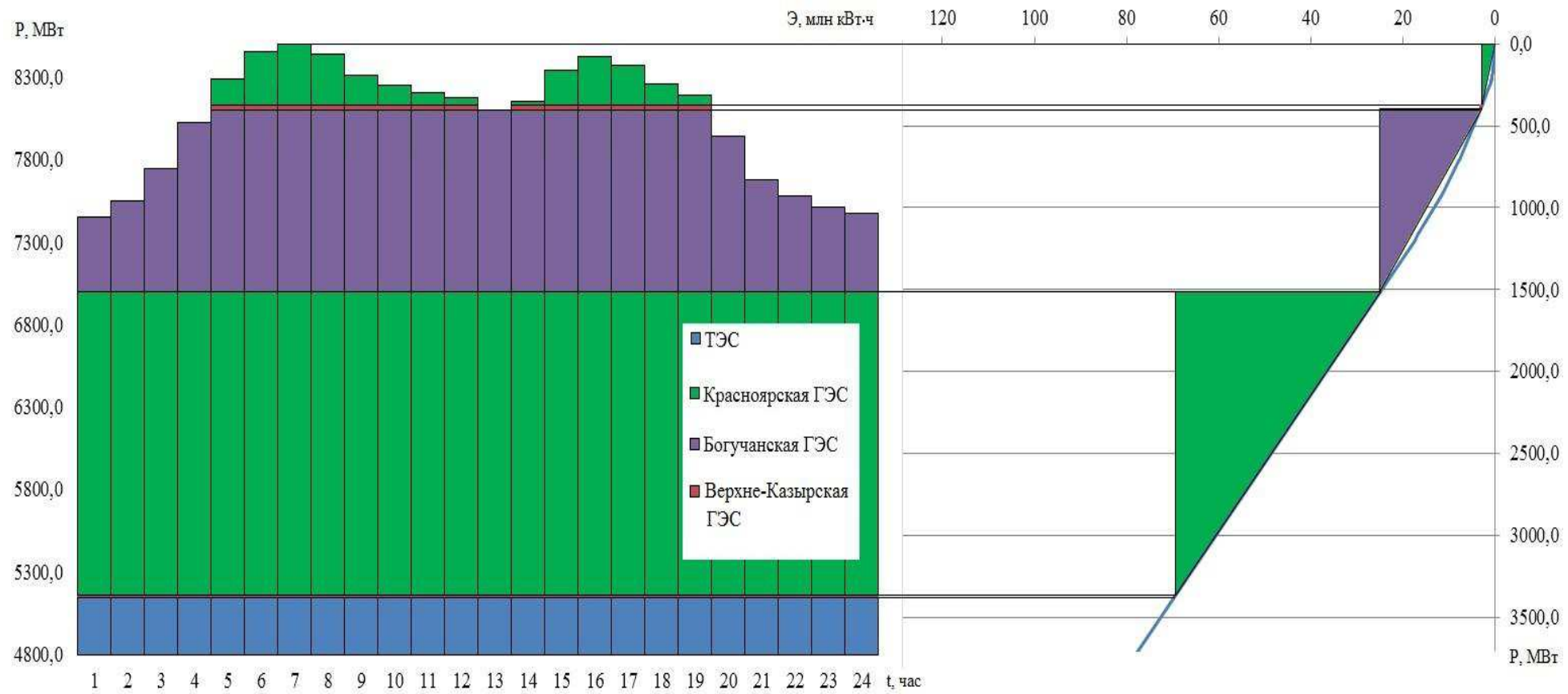


Рисунок А.2 – ИКН февраль

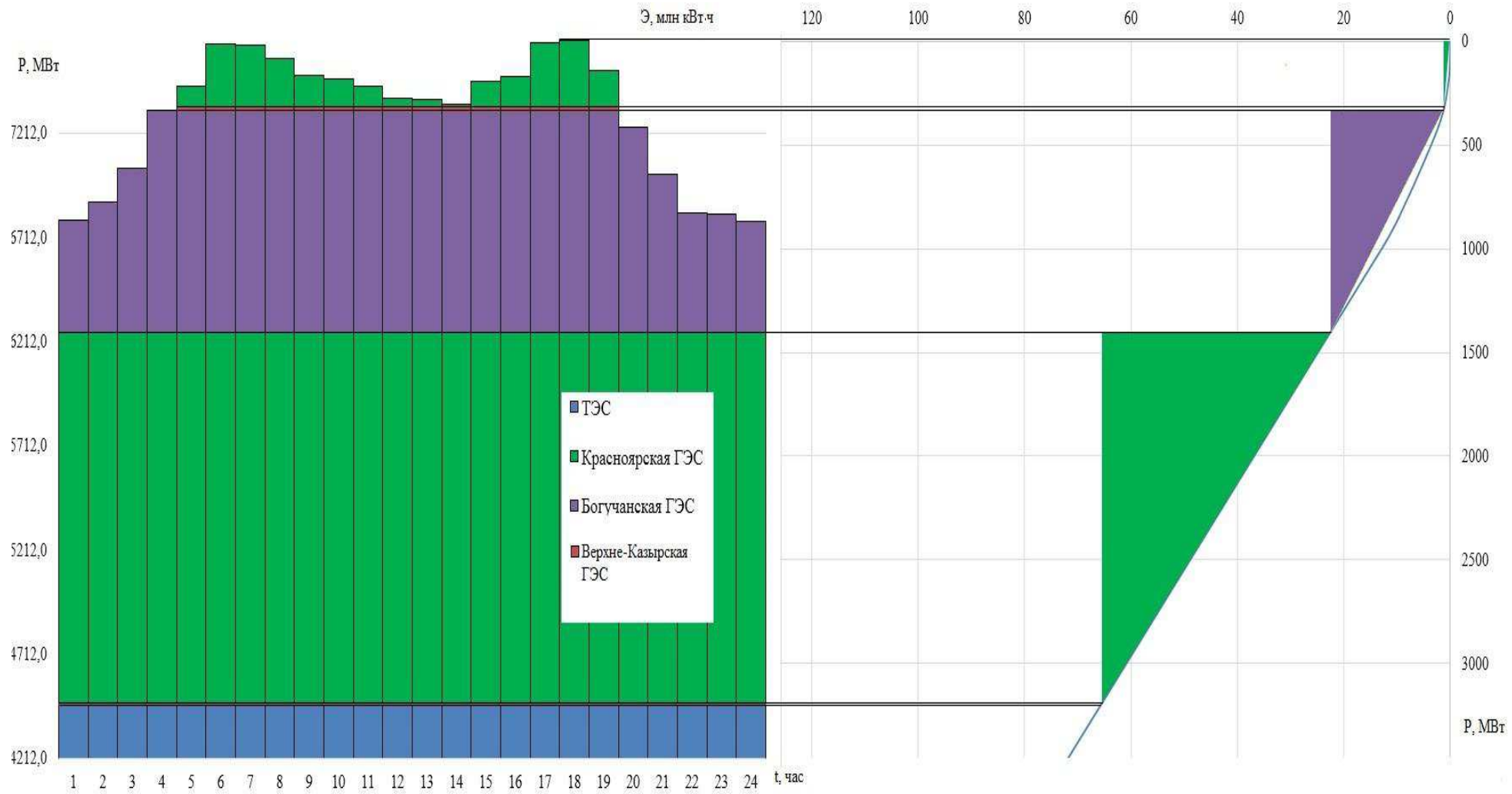


Рисунок А.3 – ИКН март

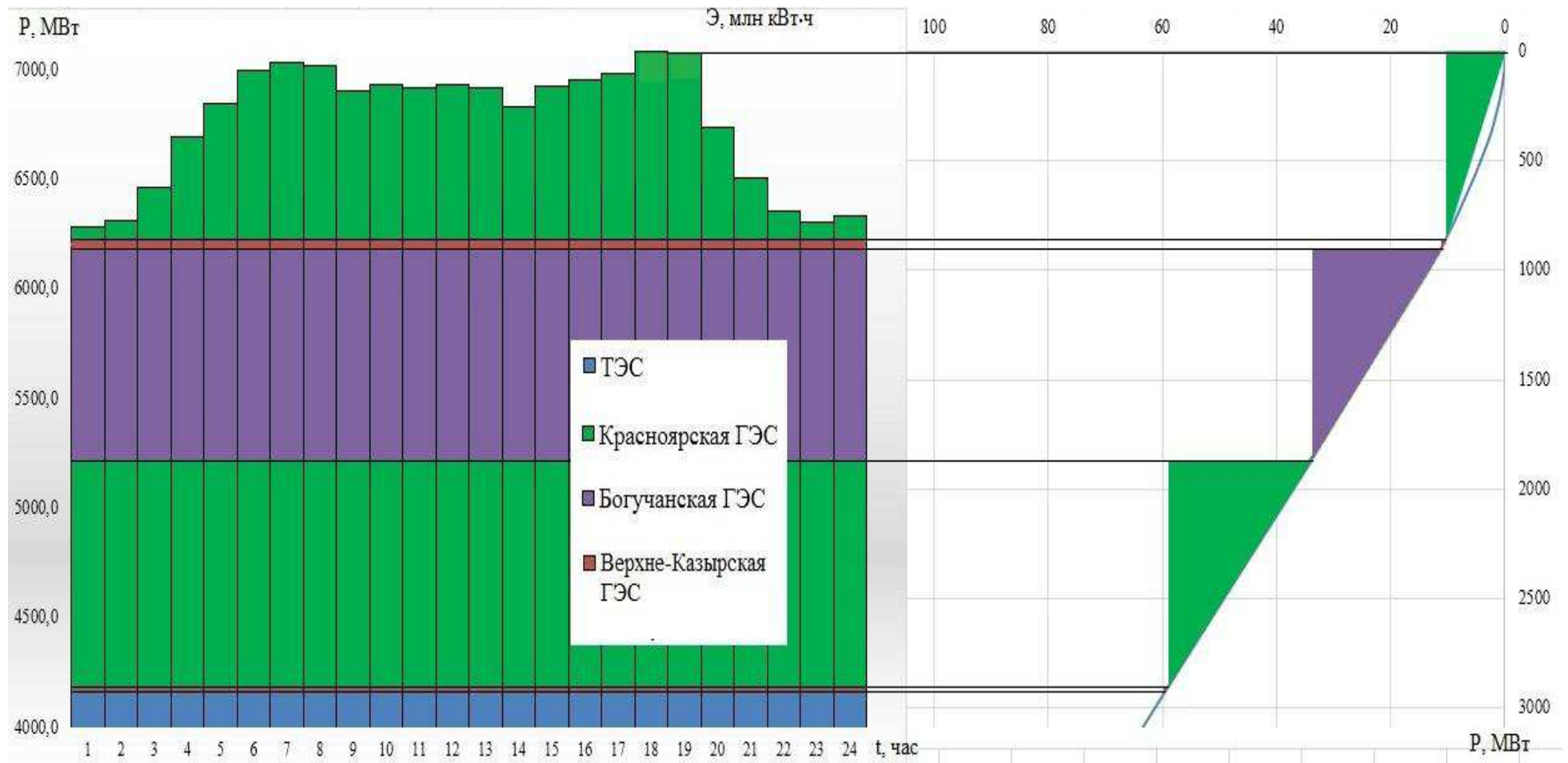


Рисунок А.4 – ИКН апрель

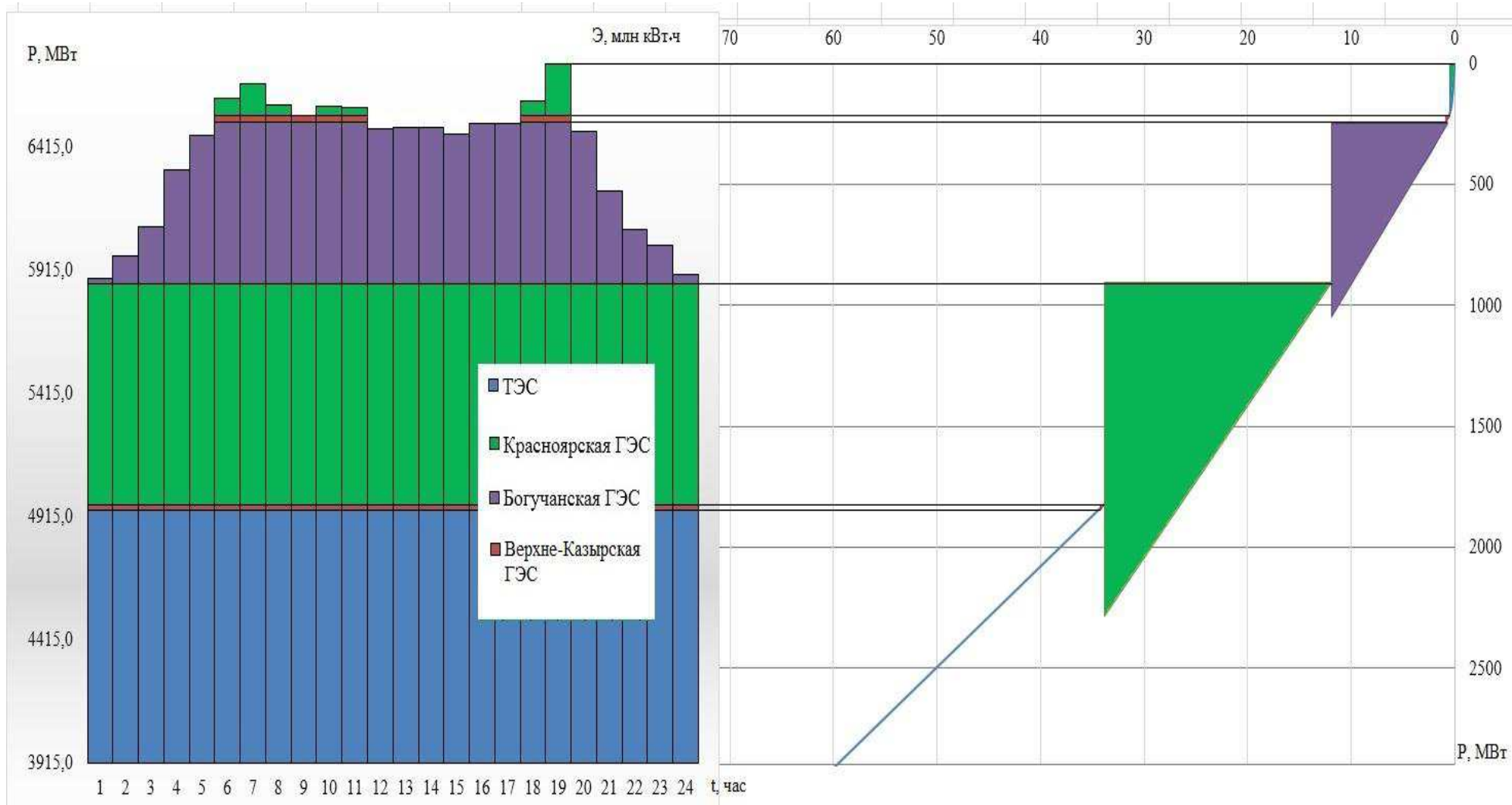


Рисунок А.5 – ИКН май

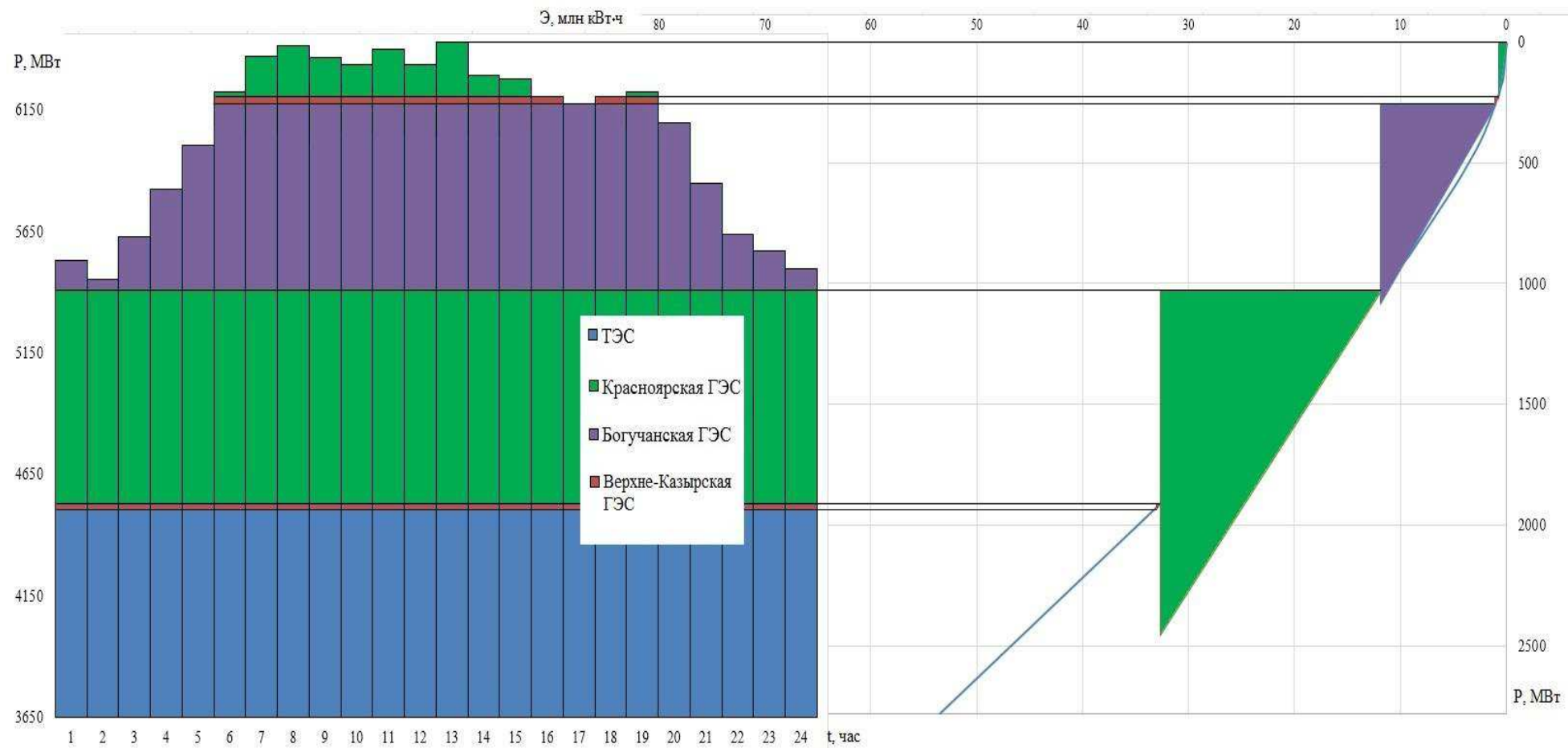


Рисунок А.6 – ИКН июнь

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

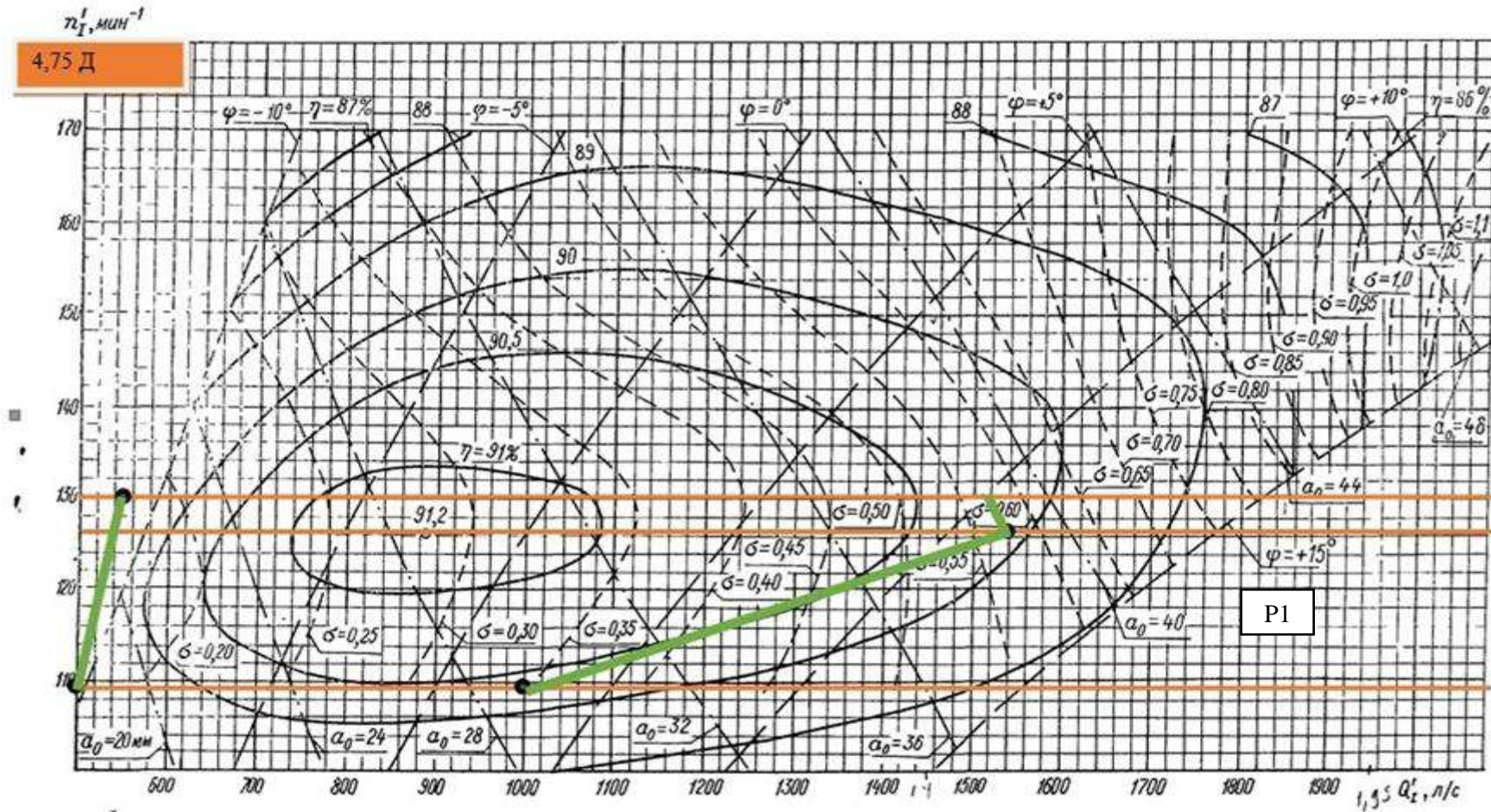


Рисунок Б.1 – Рабочее поле ГТ ПЛ30а-В-475

Д=5,6м

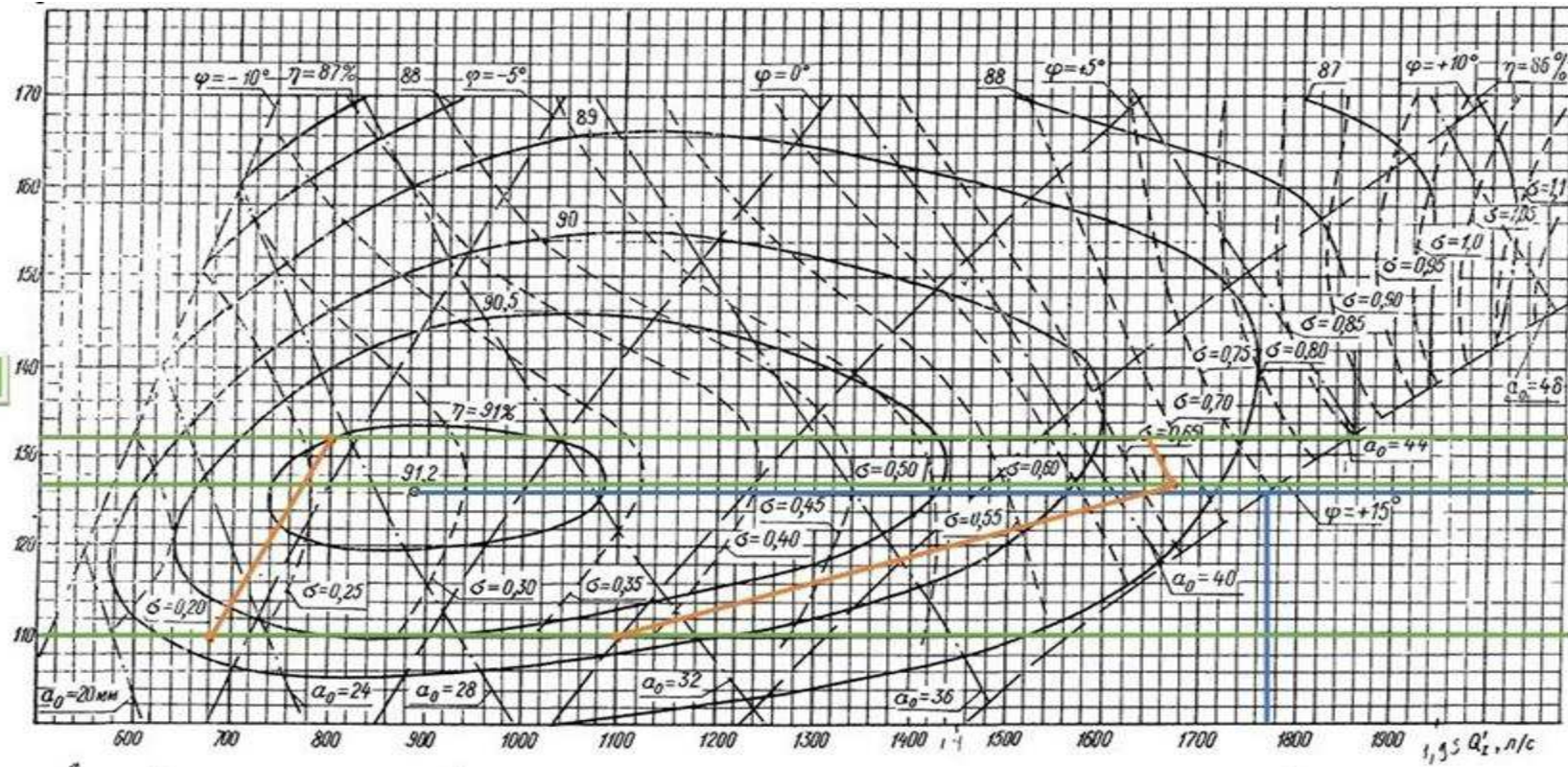


Рисунок Б.2 – Рабочее поле ГТ ПЛ30а-В-560

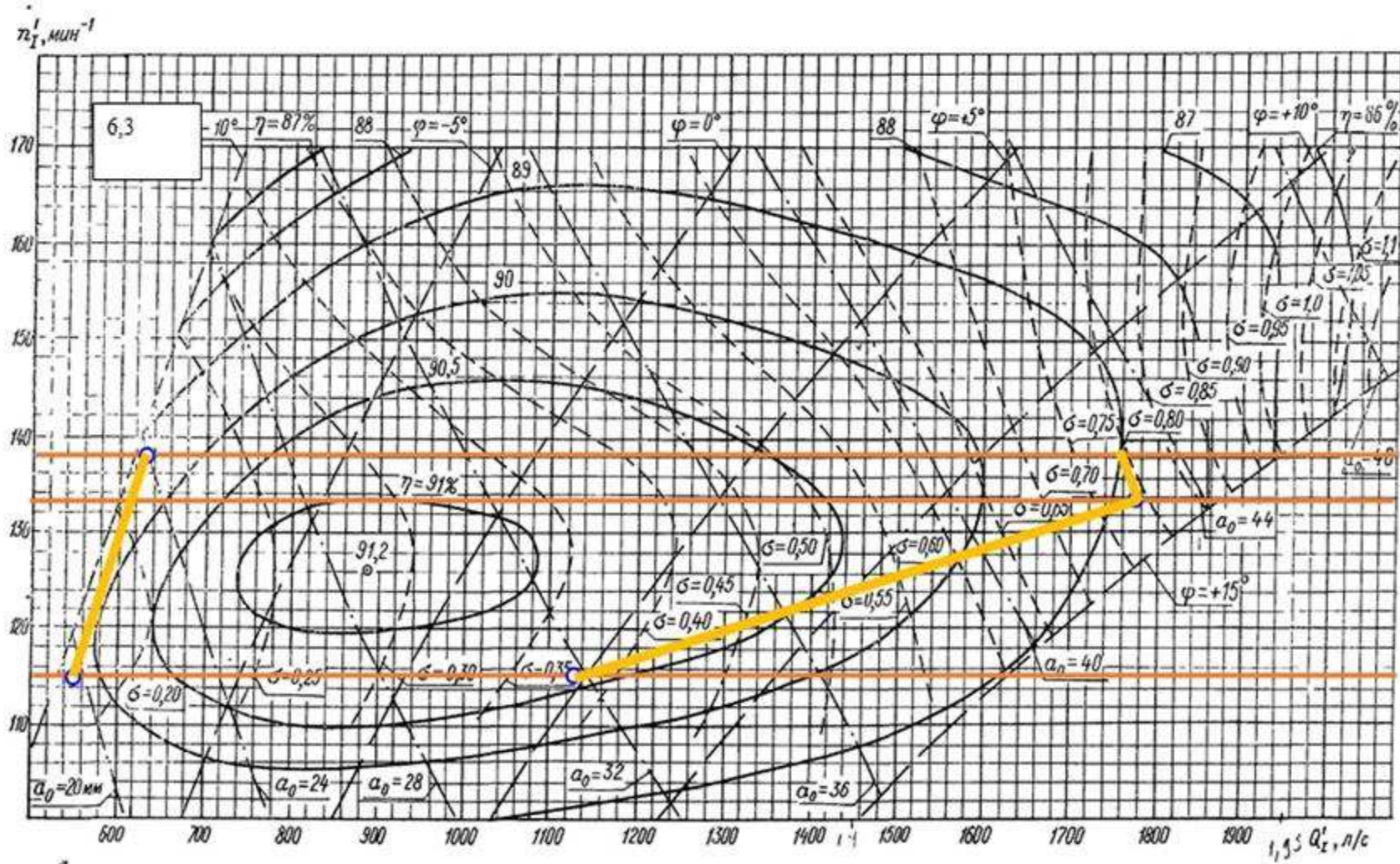


Рисунок Б.3 – Рабочее поле ГТ ПЛ30а-В-630

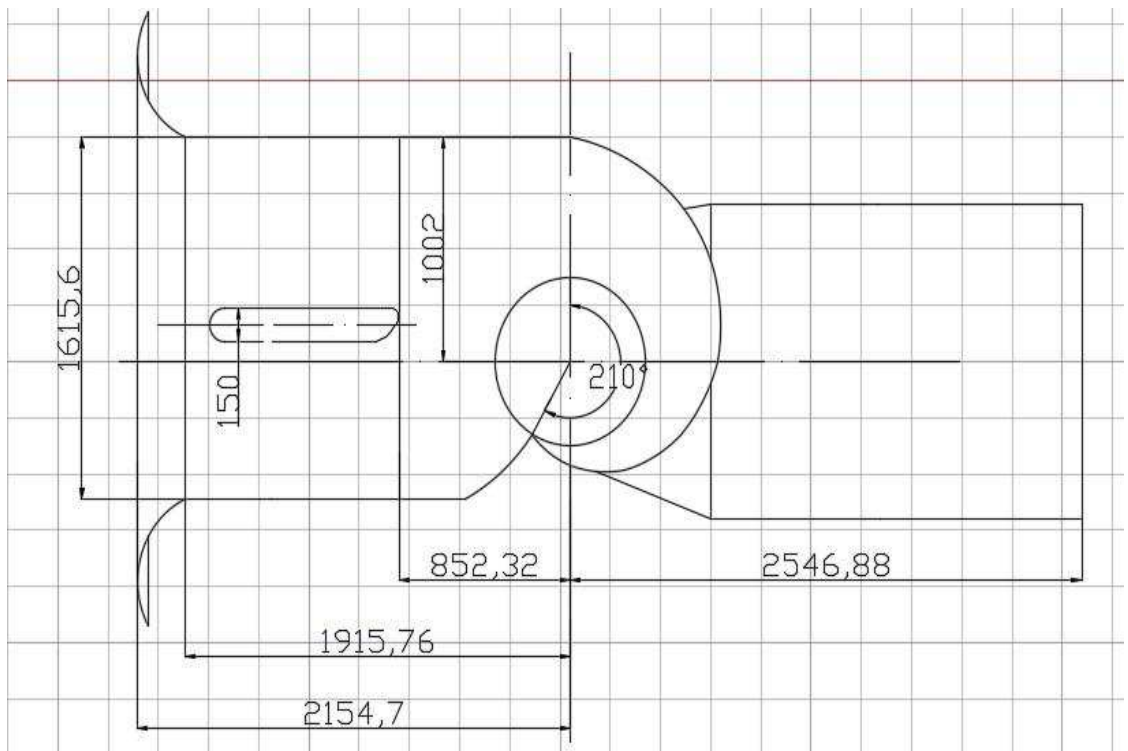


Рисунок Б.4 – ГУХ ГТ ПЛ30а-В-560

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,72 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,41 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,22 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,175 \cdot I_H$	0,84 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,46 \cdot I_H$	2,21 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,15 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,29 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	7,37 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,13	0,62 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,88	4,19 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,18 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,301 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	8,778 А

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Защиты	Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1					+	
			t_2	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Реализация на Верхне-Казырской ГЭС

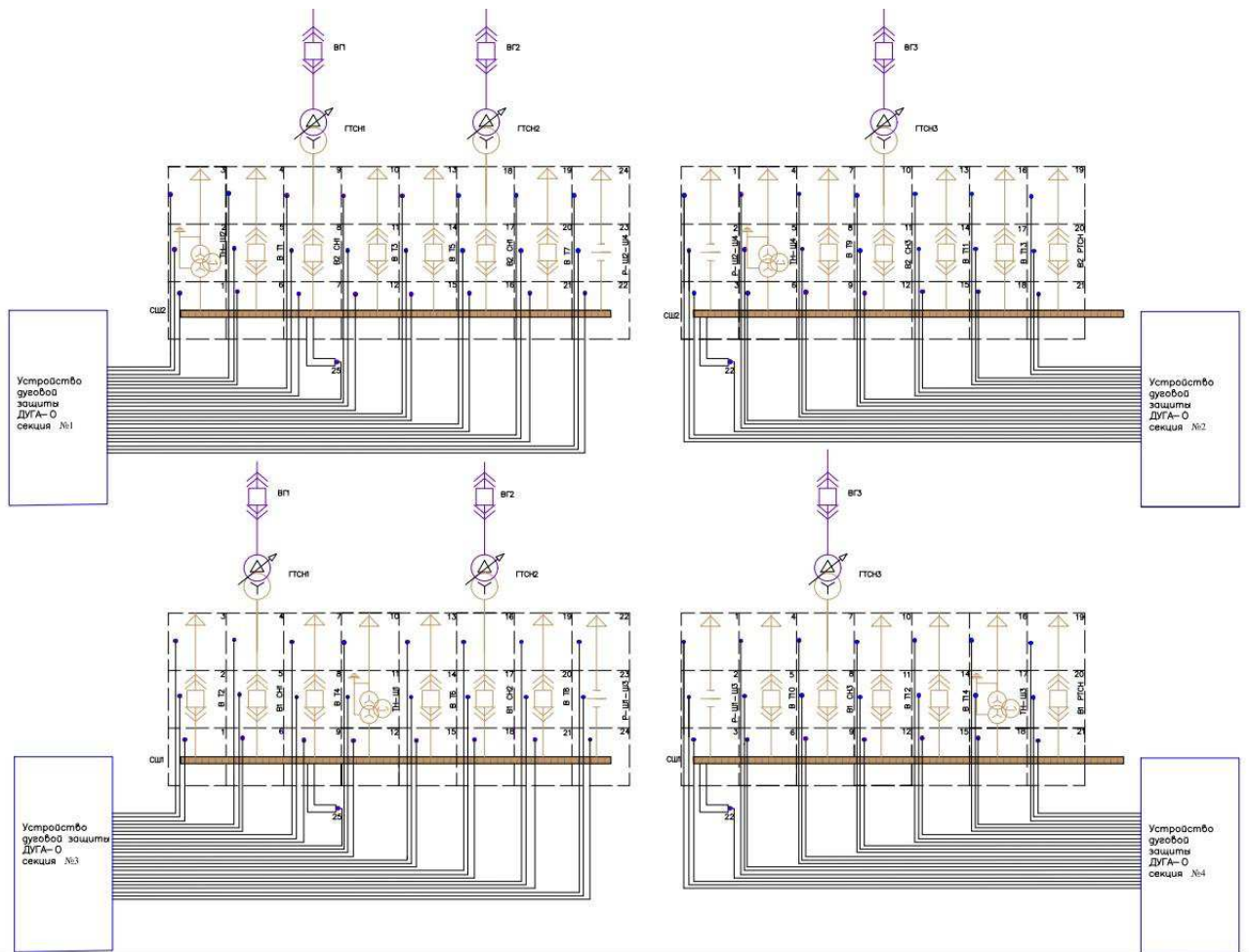


Рисунок Г.1 – ЗДЗ на Верхне-Казырской ГЭС

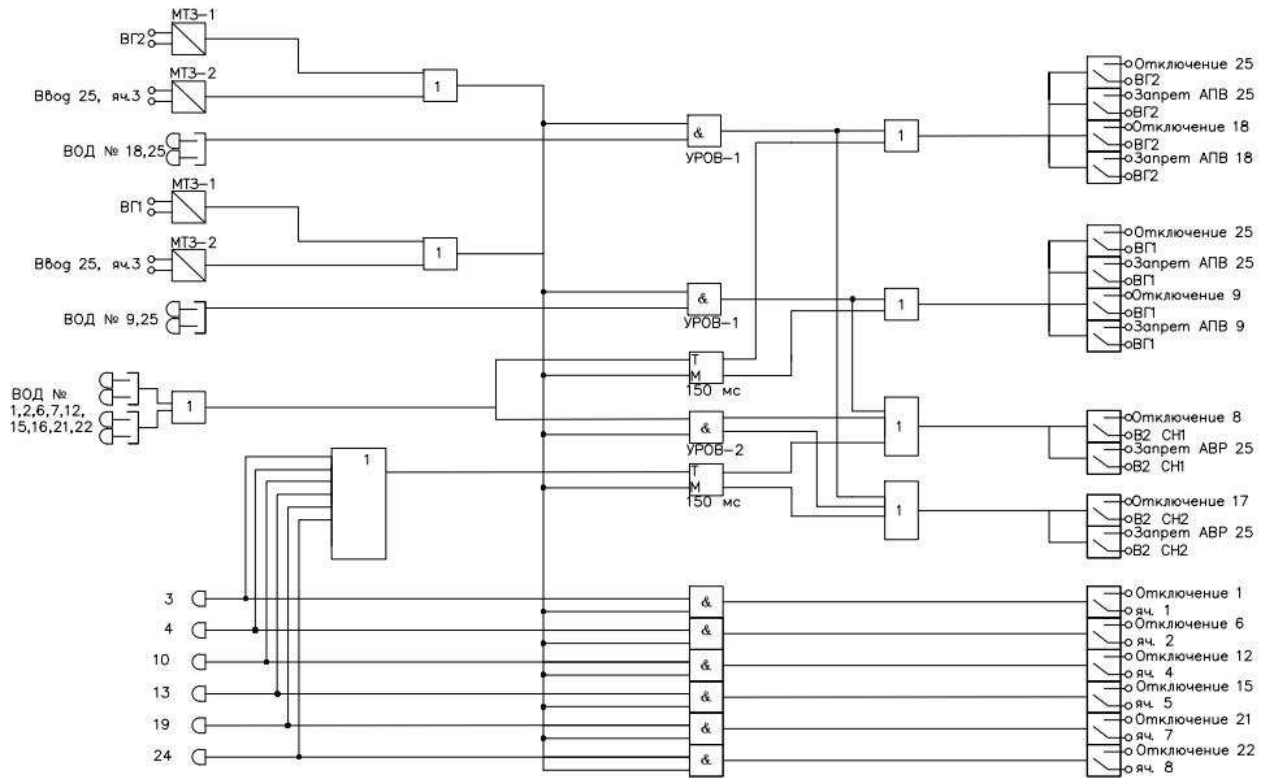


Рисунок Г.2 – Схемотехника для секции 1

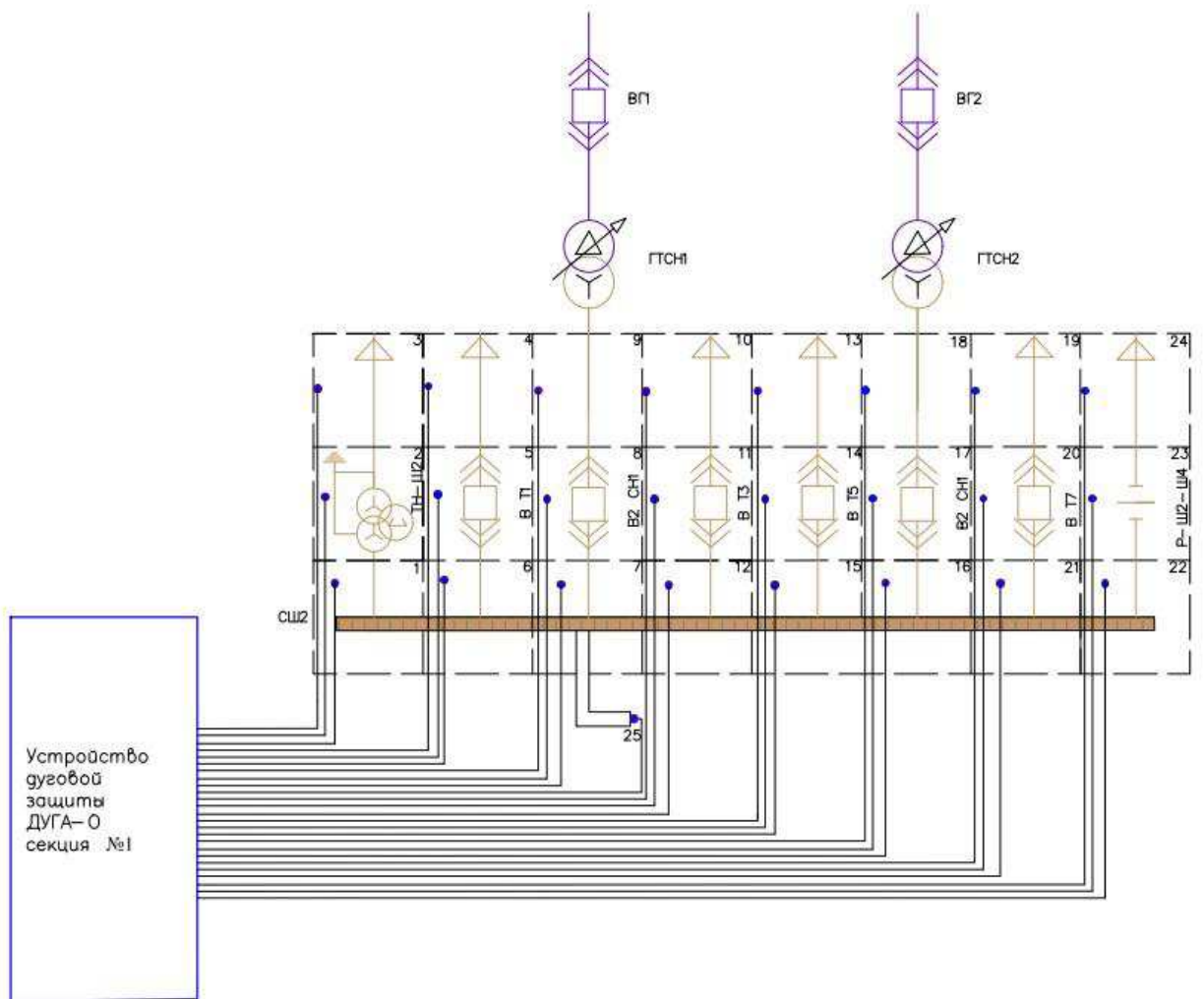


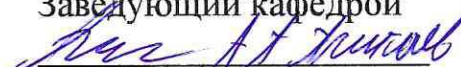
Рисунок Г.3 – Секция 1 ДУГА-О

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 инициалы, фамилия

« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕРХНЕ-КАЗЫРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАЗЫР.
ДУГОВОЕ КЗ НА ШИНАХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС.
ОПТИЧЕСКАЯ ДУГОВАЯ ЗАЩИТА ЯЧЕЕК КРУ.**

Руководитель

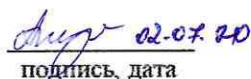


подпись, дата

А.В. Широков

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата



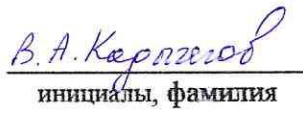

Ю.А. Анучина

инициалы, фамилия

Черемушки, 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Верхне-Казырской ГЭС на реке Казыр. Дуговое КЗ на шинах собственных нужд ГЭС. Оптическая дуговая защита ячеек КРУ.».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Электрическая часть	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	 инициалы, фамилия