

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
« ____ » _____ 2021 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КУРАГИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КИЗИР.
ОПТИМИЗАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ МАЛЫМИ ГЭС И
СОЛНЕЧНЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ**

Руководитель	_____	зав. кафедры ГГЭЭС СШФ СФУ, канд. техн. наук	А.А. Ачитаев
	подпись, дата		
Выпускник	_____		В.Е. Кобзева
	подпись, дата		

Саяногорск; Черёмушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Курагинской ГЭС на реке Кизир. Оптимизация взаимодействия между малыми ГЭС и солнечными электростанциями».

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 сооружение 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

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КУРАГИНСКОЙ ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат	9
1.1.2 Гидрология	9
1.1.3 Геология	10
1.1.4 Сейсмология	11
1.1.5 Полезные ископаемые	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	11
1.3 Аналог проектируемого гидроузла	12
2 Водно – энергетические расчеты	13
2.1 Определение класса ГТС	13
2.2 Регулирование стока воды	13
2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности	13
2.2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет	14
2.2.3 Тип регулирования водохранилища	15
2.3 Определение установленной мощности станции	15
2.3.1 Баланс энергии	15
2.3.2 Сработка – наполнение в маловодном году	16
2.3.3 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок	17
2.3.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	17
2.3.5 Баланс мощностей	19
2.4 Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году 20	
3 Основное и вспомогательное оборудование	21
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов	21
3.1.1 Режимное поле	21
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	22
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	26
3.3 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата.	28
3.4 Выбор типа серийного генератора	30
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины	31
3.5.1 Расчёт вала на прочность	31
3.5.2 Расчёт подшипника	32
3.6 Выбор типа маслонапорной установки	33
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора	33
4 Электрическая часть	34

4.1	Исходные данные для проектирования электрической части	34
4.2	Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	34
4.3	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	35
4.3.1	Выбор синхронных генераторов	35
4.3.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	35
4.3.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	37
4.3.4	Выбор трансформаторов собственных нужд	38
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	39
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта (ТЭР).....	40
4.6	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	42
4.7	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.	42
4.8	Расчет токов короткого замыкания	43
4.9	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима.....	44
4.10	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	44
4.11	Выбор трансформаторов тока и напряжения	46
4.12	Выбор параметров КРУЭ.....	47
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора	48
5.1	Релейная защита и автоматика.....	48
5.2	Перечень защит блока.....	48
5.3	Расчёт номинальных токов.....	48
5.4	Описание защит и расчет их уставок	49
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$	49
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))	52
5.4.3	Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	54
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)	54
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок ($I1$)	58
5.4.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$	59
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	62
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	63
6	Компоновка и сооружения гидроузла	65
6.1	Определение отметки гребня бетонной плотины	65
6.2	Гидравлические расчеты.....	66
6.2.1	Расчет пропускной способности водосливной плотины	66
6.2.2	Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая	66

6.2.3	Определение количества и размера водовыпусков	67
6.2.4	Определение ширины водосливного фронта	68
6.2.5	Определение напора на водосливе	69
6.2.6	Определение отметки гребня водослива	70
6.2.7	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае	70
6.2.8	Построение профиля водосливной грани	71
6.2.9	Расчет водобойного колодца.....	72
6.3	Конструирование плотины	74
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	74
6.3.2	Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	74
6.3.3	Быки.....	75
6.3.4	Устои	75
6.3.5	Дренаж в теле бетонной плотины	75
6.3.6	Галереи в теле плотины	76
6.4	Конструирование элементов подземного контура плотины.....	76
6.4.1	Противофильтрационная завеса	76
6.4.2	Дренажные устройства в основании	77
6.5	Обоснование надежности и безопасности плотины	77
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	77
6.6	Оценка прочности плотины.....	81
6.7	Критерии прочности плотины и ее основания	82
6.8	Обоснование устойчивости плотины	83
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Курагинского гидроузла.....	84
7.1	Общие сведения о районе строительства.....	84
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	85
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	86
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве	87
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	88
7.6	Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	89
7.7	Водоохранная зона	89
8	Пожарная безопасность. Охрана труда.Безопасность ГТС	91
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений	91
8.2	Опасные производственные факторы, действующие на предприятии. 91	
8.2.1	Обязанности работника в части охраны труда	92
8.3	Противопожарная безопасность	93
9	Технико – экономические показатели	97
9.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	97
9.2	Текущие расходы по гидроузлу	98
9.3	Налоговые расходы	100
9.4	Оценка прибыли	100

9.5	Анализ денежных потоков.....	102
9.6	Оценка инвестиционного проекта	102
9.6.1	Методология, исходные данные.....	102
9.7	Коммерческая эффективность.....	103
9.8	Бюджетная эффективность.....	103
9.9	Анализ чувствительности.....	104
10	Оптимизация взаимодействия между малыми ГЭС и солнечными электростанциями	106
10.1	Исходные данные для оптимизации.....	106
10.1.1	Новотроицкая ГЭС.....	106
10.1.2	Река Егорлык	107
10.1.3	Инсоляция в Ставропольском крае	107
10.2	Программный комплекс Homer Energy	107
10.2.1	Оптимизация МГЭС и СЭС	108
10.3	Эффективность принятого решения.....	110
	По проделанной работе можно сделать соответствующие выводы:	110
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	110
	ПРИЛОЖЕНИЕ А_Водно – энергетические расчеты.....	115
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б_Основное и вспомогательное оборудование.....	123
	ПРИЛОЖЕНИЕ В_____Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора	128
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г_Компоновка и сооружение гидроузла.....	130
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д Оптимизация взаимодействия между малыми ГЭС и солнечными электростанциями	131

2 Водно – энергетические расчеты

2.1 Определение класса ГТС

Класс гидротехнического сооружения (ГТС) назначают в соответствии с [37].

Для наглядности составлена таблица 2.1.

Таблица 2.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерии	Класс
Грунтовая плотина (на скальном основании) Н = 30 м	III
Бетонная плотина (на скальном основании) Н = 30 м	III
ГЭС мощностью от 10 до 300МВт; $N_{уст} = 135$ МВт	III
Число проживающих людей, которые могут пострадать от аварии (более 3000 чел.): 3491 чел.	I

Класс сооружения назначается по наиболее ответственному, следовательно, I класс ГТС.

Далее определяют обеспеченности основного и поверочного расходов по [39] и выполняют водно-энергетические расчеты.

2.2 Регулирование стока воды

2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности

Для построения эмпирических кривых обеспеченности стока были вычислены среднегодовой $Q_{ср.год}$, среднемеженный $Q_{ср.меженный}$ и среднеполоводный $Q_{ср.половодный}$ расходы для каждого года из гидрологического ряда (А, табл. А.1).

Полученные расходы ранжируют и располагают по убыванию. Для каждого ряда данные рассчитывается обеспеченность по формуле 2.1.

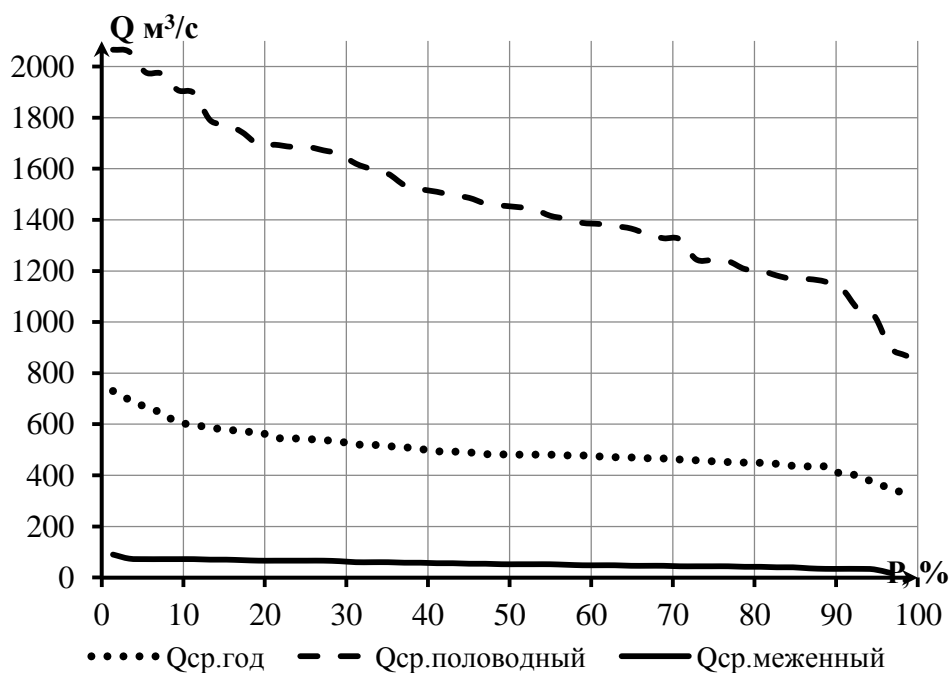
$$P = m / (n + 1) \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

где P – расчетная обеспеченность, %;

m – порядковый номер члена ряда;

n – число членов ряда.

Результаты расчета приведены в [А,табл. А.2). По данным таблицы построены эмпирические кривые обеспеченности (рис. 2.1).



2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности стока

2.2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет

В ходе анализа эмпирических кривых обеспеченности для среднегодовых расчетов, было установлено, что маловодный и средневодный годы – это 1979г. и 1945г. соответственно.

После определения маловодного и средневодного годов, построены их гидрографы (рисунок 2.2). Численные данные приведены в таблицах 2.2 и 2.3.

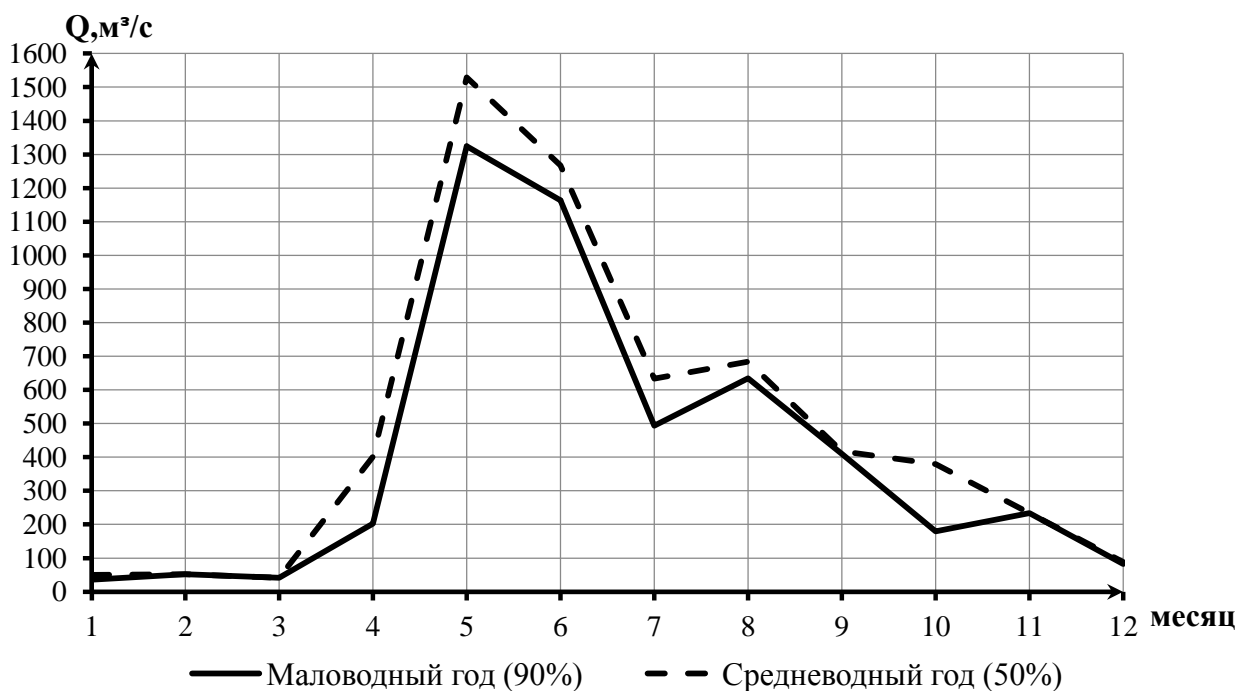


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

Таблица 2.2 – Данные гидрографа маловодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$Q_{90\%}$	36	52	42	202	1324	1164	494	634	410	180	234	82	405

Таблица 2.3 – Данные гидрографа средневодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$Q_{50\%}$	50	52	42	401	1529	1267	634	684	417	379	234	89	481

2.2.3 Тип регулирования водохранилища

Для определения типа регулирования стока необходимо найти коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{многолетний}}} = \frac{5,70 \cdot 10^9}{500 \cdot 31536000} = 0,18, \quad (2.2)$$

где β – коэффициент зарегулированности стока, о.е;

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

$W_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток реки.

По полученному коэффициенту можно сделать вывод, что Курагинская ГЭС годичного регулирования.

2.3 Определение установленной мощности станции

2.3.1 Баланс энергии

Опираясь на расчет конкурирующих режимов [А, табл. А.3], необходимо вычислить избыточную мощность по формуле 2.3:

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 73 \text{ МВт} \quad (2.3)$$

Далее производят построение баланса энергий, на котором указывают линию гарантированной мощности.

Числовые данные баланса энергии сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Баланс энергии

Месяц	$P_{\text{ср}}$, МВт	$N_{\text{сущ}}$, МВт	$N_{\text{быт}}$, МВт	$N_{\text{ВХК}}$, МВт	$N_{\text{гар}}$, МВт
I	294	63	6	82	106
II	278	61	11	82	91
III	252	58	9	82	
IV	221	53	52	84	

Продолжение таблицы 2.4

Месяц	$P_{ср}$, МВт	$N_{сущ}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{ВХК}$, МВт	$N_{гар}$, МВт
V	195	48	282	84	
VI	179	42	248	84	
VII	179	42	113	84	
VIII	195	48	139	84	
IX	221	53	93	84	
X	252	58	44	84	
XI	278	61	54	82	91
XII	294	63	18	82	106

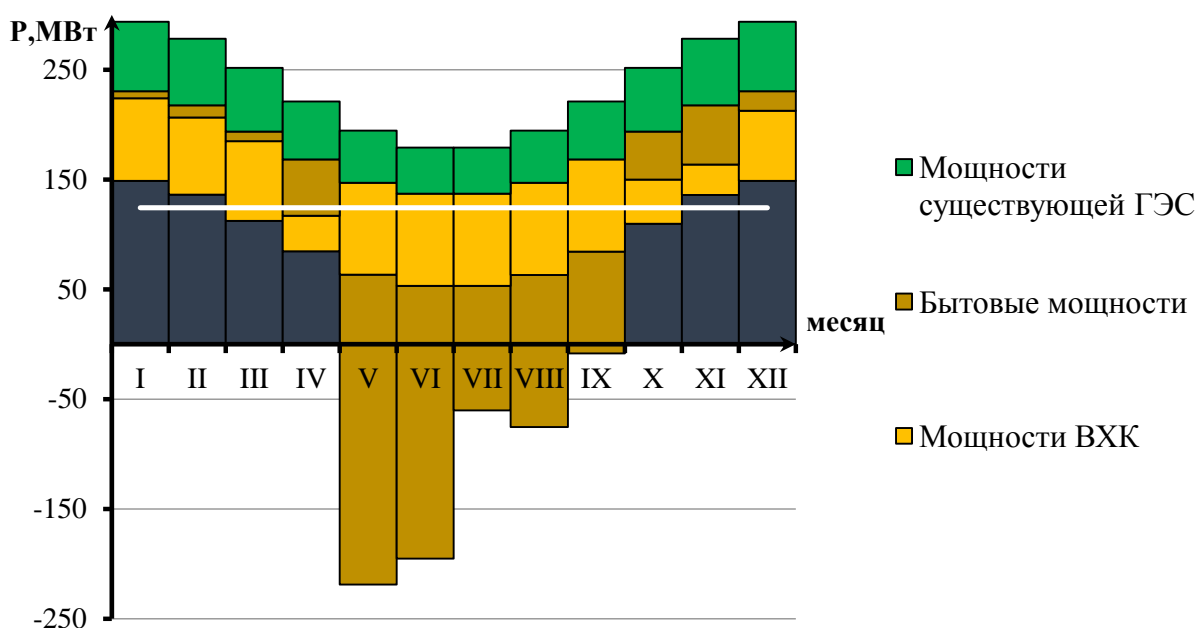


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

После определения гарантированной мощности производят сработку – наполнение водохранилища в маловодном году.

2.3.2 Сработка – наполнение в маловодном году

Данный водно – энергетический расчет (ВЭР) производится по гарантированной мощности, найденной из баланса энергии.

Расчеты выполняют в несколько итераций до достижения двух условий:

$$V_{нач} = V_{кон}, \quad (2.4)$$

где $V_{нач}$ – объем водохранилища в месяц начала сработки;

$V_{кон}$ – объем водохранилища в месяц окончания наполнения.

$$Z_{начВБ} = Z_{конВБ}, \quad (2.5)$$

где $Z_{\text{начВВ}}$ – отметка водохранилища в месяц начала сработки;
 $Z_{\text{конВВ}}$ – отметка водохранилища в месяц окончания наполнения.

При первой итерации наблюдается чрезмерная сработка водохранилища [А, табл А.4]. Следовательно, необходимо поднять линию гарантированной мощности. Результаты приведены в [А, табл А.5].

Исходя из [А, табл А.5], можно сделать вывод, что гарантированные мощности имеют следующие значения:

$$N_{\text{гар}}^{\text{дек}} = N_{\text{гар}}^{\text{янв}} = 106 \text{ МВт} \quad (2.6)$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{ноя}} = N_{\text{гар}}^{\text{фев}} = 91 \text{ МВт} \quad (2.7)$$

2.3.3 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

Выбор рабочих мощностей необходим для построения баланса мощностей. Для этого производят вписывание треугольников мощностей Красноярской (существующей) ГЭС и Курагинской (проектируемой) ГЭС на ИКН. Вписывание треугольников производят в пиковую и базовую часть нагрузки энергосистемы.

Из интегральной кривой нагрузки определяют рабочие мощности ГЭС.

$$N_{\text{База}} = \frac{8,9 \cdot Q_{\text{сан.пуск.}} \cdot H}{1000} \quad (2.8)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} \quad (2.9)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} \quad (2.10)$$

Для получения пиковой мощности на ИКН проводят линию $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$, и определяют значение $N_{\text{Пик}}$.

ИКН для зимнего (январь) и летнего (июнь) периодов размещены в [А, рис. А.1] и [А, рис. А.2] соответственно.

2.3.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Данный расчет необходим для построения баланса мощностей, из которого в дальнейшем выясняют установленную мощность станции.

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.11)$$

В свою очередь резервная мощность состоит из аварийной, ремонтной и нагрузочной мощностей.

Произведен расчет мощностей для декабря (января).

Нагрузочный резерв для энергосистемы принимают как 3% от зимнего максимума нагрузки, а аварийный – 10%.

$$P_{\text{нагр}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,03 = 398 \cdot 0,03 = 12 \text{ МВт} \quad (2.12)$$

$$P_{\text{авар}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,1 = 398 \cdot 0,1 = 40 \text{ МВт} \quad (2.13)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующей ГЭС в соответствии с их мощностями. Таким образом, нагрузочный резерв для ГЭС будет равен:

$$P_{\text{нагр}}^{\text{проект.ГЭС}} = 6 \text{ МВт} \quad (2.14)$$

$$P_{\text{нагр}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 6 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

Следует помнить, что аварийный резерв располагается на ТЭС и при расчете установленной мощности проектируемой станции, он не учитывается.

Для определения величины ремонтного резерва, необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС, соответственно:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{126}{6} = 21 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.16)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{135}{6} = 23 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.17)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{137}{6} = 23 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.18)$$

Ремонт ГЭС располагают после периода половодья, перед началом сработки. Ремонт ТЭС – в месяца провала нагрузки, в данном случае 6 и 7 месяц.

После подсчета резервов переходят к построению баланса мощностей.

2.3.5 Баланс мощностей

Баланс мощностей, приведенный на рисунке 2.4, необходим для определения установленной мощности ГЭС. Его построение производится на годовом графике максимальных мощностей.

Данные для построения представлены в [А, табл.А.6].

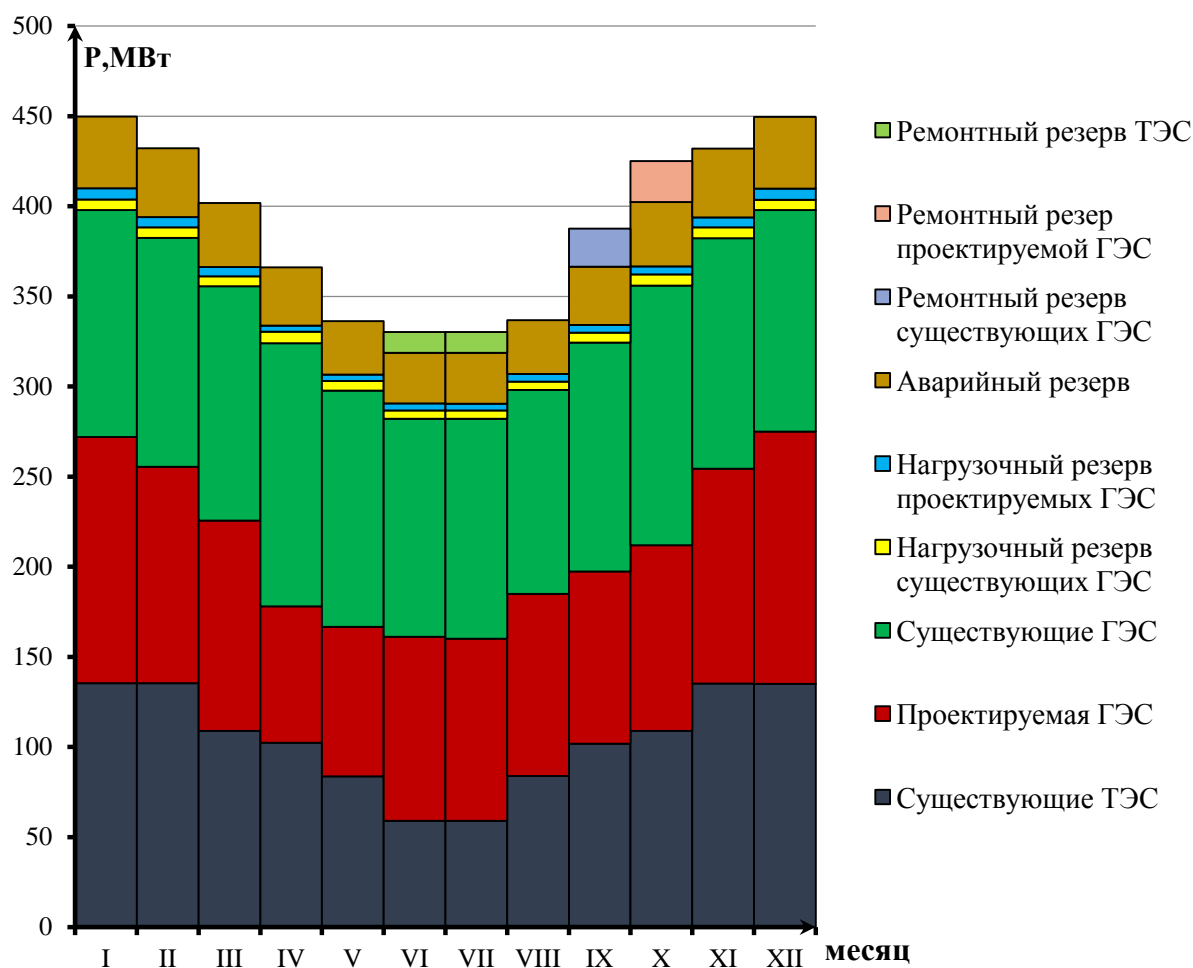


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

Для данного расчета установленная мощность равна:

$$N_{уст.}^{проект.ГЭС} = 129 + 6 = 135 \text{ МВт}$$

2.4 Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году необходим для определения среднегодовой выработки ГЭС. Расчет выполняется двумя методами:

1. Расчет по отметкам [А, табл. А.7];
2. Расчет по гарантированным мощностям [А, табл. А.8];

Из двух режимов для проектируемой станции принимают с большим значением среднегодовой выработки. В данном случае, это режим работы по отметкам.

График сработки – наполнения представлен на рисунке 2.5.

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{год}}^{\text{отм}} = \sum \mathcal{E} = 0,846 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.17)$$

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{год}}^{\text{мощн}} = \sum \mathcal{E} = 0,845 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.18)$$

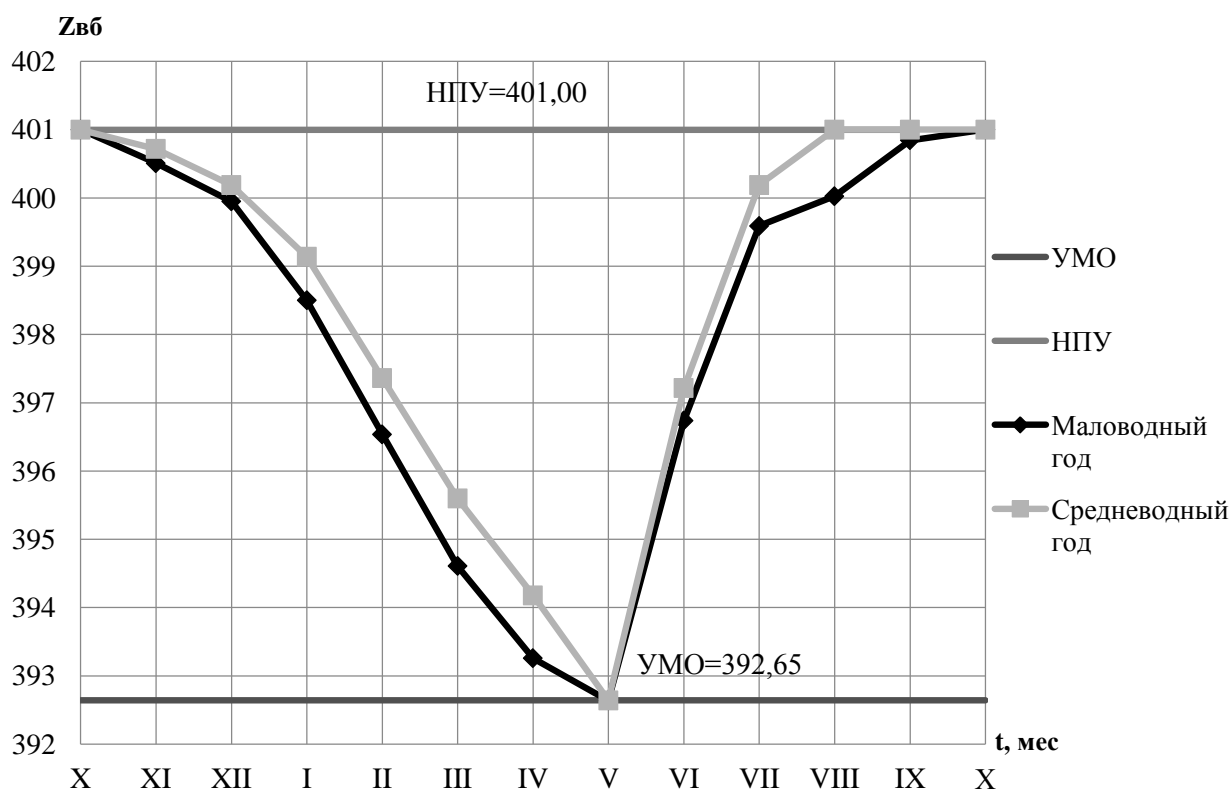


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища при режиме работы по отметкам

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

3.1.1 Режимное поле

Режимное поле – это область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. На режимном поле, изображенном на рисунке 3.1, определяются минимальный и максимальный напоры. Для построения необходима таблица 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной ГЭС	
Q _{НБ} , м ³ /с	Z _{нб} (лето)М	H _{нпу} ,М	H _{умо} ,М	H _{расч} ,М	H,м	Q, м ³ /с	H,м	Q, м ³ /с
0	371,11	29,59	21,22	27,09	22,95	685,42	17,41	596,93
250	373,16	27,54	19,18	25,04	23,07	681,85	17,65	601,05
500	374,51	26,19	17,82	23,69	23,19	678,32	17,89	605,14
750	375,43	25,27	16,91	22,77	23,31	674,83	18,13	609,20
1000	376,08	24,62	16,26	22,12	23,43	671,38	18,37	613,24
1250	376,60	24,10	15,74	21,60	23,55	667,95	18,61	617,25
1500	377,05	23,65	15,29	21,15	23,67	664,57	18,85	621,23
1750	377,50	23,20	14,84	20,70	23,79	661,22	19,09	625,19
2000	377,96	22,74	14,38	20,24	23,91	657,90	19,34	629,12
2250	378,45	22,25	13,89	19,76	24,03	654,61	19,58	633,03
2500	378,94	21,76	13,39	19,26	24,15	651,36	19,82	636,92
2750	379,45	21,25	12,89	18,75	24,27	648,14	20,06	640,78
3000	379,95	20,75	12,39	18,25	24,39	644,95	20,30	644,62
3250	380,43	20,27	11,91	17,77	24,51	641,79	20,54	648,43
3500	380,88	19,82	11,46	17,32	24,63	638,67	20,78	652,22
3750	381,32	19,38	11,02	16,88	24,75	635,57	21,02	656,00
4000	381,73	18,97	10,61	16,47	24,87	632,50	21,26	659,75
4250	382,13	18,57	10,21	16,07	24,99	629,47	21,50	663,47
4500	382,53	18,17	9,81	15,67	25,11	626,46	21,75	667,18
4750	382,95	17,75	9,39	15,25	25,23	623,48	21,99	670,87
5000	383,39	17,31	8,95	14,81	25,35	620,53	22,23	674,53
5250	383,84	16,86	8,49	14,36	25,47	617,60	22,47	678,18
5500	384,31	16,39	8,03	13,89	25,59	614,71	22,71	681,81
5750	384,74	15,96	7,59	13,46	25,71	611,84	22,95	685,42

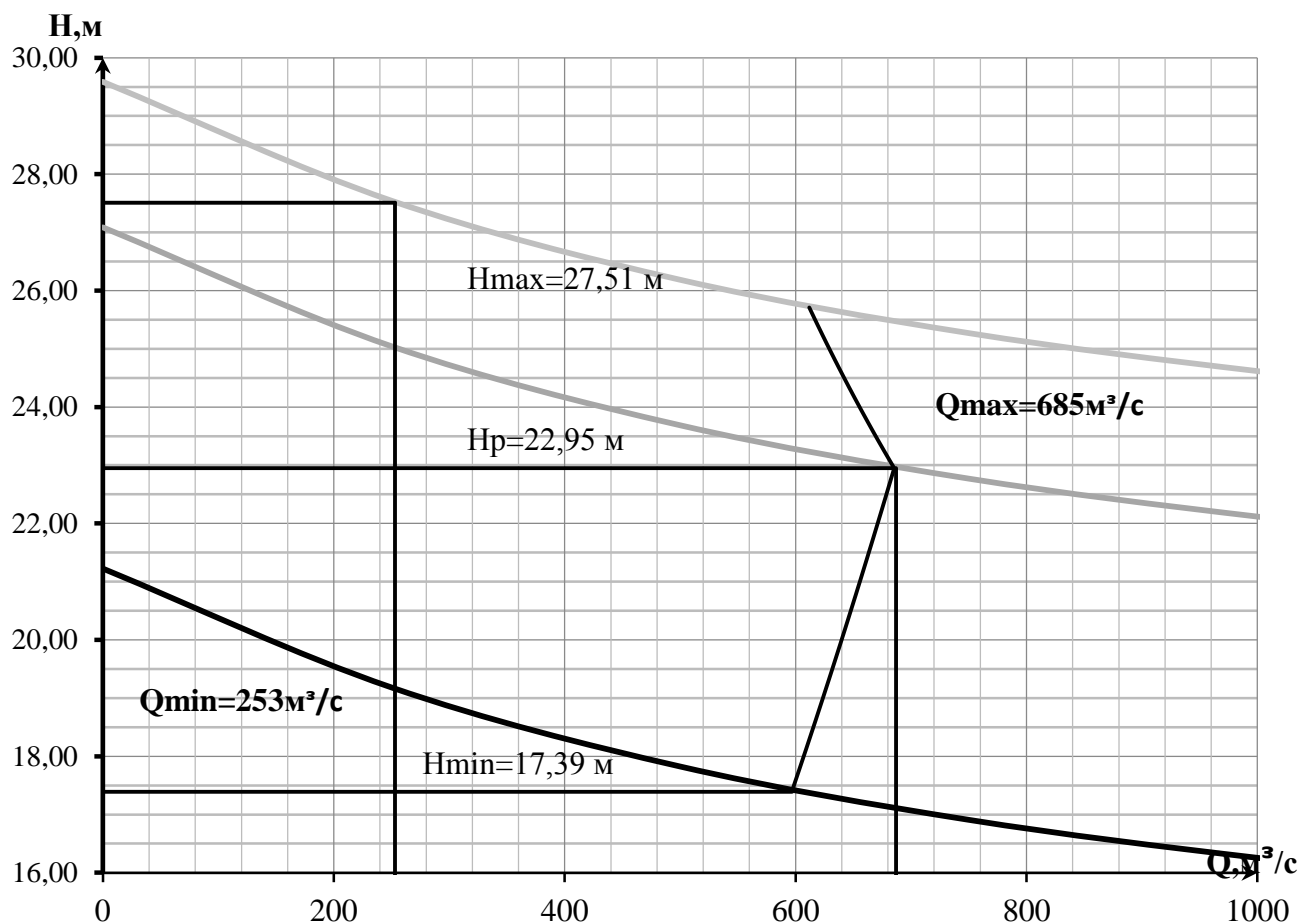


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из режимного поля определены следующие параметры:

- $H_{\max} = 27,51$ м при минимальном расходе ГЭС $Q_{\min} = 253$ m^3/c ;
- $H_p = 22,95$ м при максимальном расходе ГЭС $Q_{\max} = 685$ m^3/c ;
- $H_{\min} = 17,39$ м.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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 проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД, при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Таким образом был осуществлен подбор вариантов турбин основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
$H_{пред}, \text{ м}$	30	30
H_{min}/H_{max}	0,58	0,58
$n'_{I\text{опт}}, \text{ об/м}$	126	130
$Q_{I\text{опт}}, \text{ л/с}$	890	1270
$\eta_{\text{м опт}}$	0,912	0,911
$Q'_{I\text{max}}, \text{ л/с}$	1950	1900
$\sigma(Q'_{I\text{max}})$	1,0	1,0
$D_{I\text{м}}, \text{ м}$	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	8
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	5	21

Далее, задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 (табл. 3.3), производят выбор номинального диаметра рабочего колеса

Таблица 3.3 – Ряд стандартных значений диаметров рабочих колес (D_1 , мм)

1000	1250	1400	1600	1800	1900	2000	2120	2240
2360	2500	2650	2800	3000	3150	3350	3550	3750
4000	4250	4500	4750	5000	5300	5600	6000	6300
6700	7100	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10600

Производились расчёты следующих параметров:

- КПД натурной турбины

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

где η_M – КПД модельной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ: $\varepsilon = 0,75$;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

v_H – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины. В данном случае принимают $v_H = 1,5 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

$v_{\text{мод}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.

Выбирается по таблице 3.4, с учетом температуры для модели ($t_{\text{мод}}$).

Таблица 3.4 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

$t, ^\circ\text{C}$	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6, \text{м}^2/\text{с}$	1,79	1,51	1,30	1,14	1,01	0,90	0,81	0,74

- Мощность агрегата в расчётной точке

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где $Q'_{\text{Iр}}$ – приведенный расход в расчётной точке;

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора. Принимают $\eta_G = 0,97$;

- Количество агрегатов

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность гидроузла в кВт;

$N_{\text{агр}}$ – мощность гидроагрегата в расчётной точке;

Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z'_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ($N'_{\text{агр}}$). С помощью формулы 3.4:

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

- Поправка КПД

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

где η_T – КПД натурной турбины;

η_M – КПД модельной турбины;

- Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{\text{Iр}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где $n'_{\text{Iр}}$ – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

Δ_1 – поправка на КПД;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

- Приведенные частоты вращения

$$n'_{1max} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{min}}}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{1\text{расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{расч}}}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{1\text{mix}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{max}}}}. \quad (3.9)$$

- Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.10)$$

где $N'_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

η_G – КПД генератора;

- Произведение для построения линии ограничения по генератору

$$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.11)$$

где $N'_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{max} – максимальный напор натурной турбины;

η_G – КПД генератора.

Левая часть уравнений 3.10 и 3.11, определена подбором положения точек на линиях $n'_{1\text{расч}}$ и $n'_{1\text{min}}$ соответственно.

Подбор параметров производят до выполнения равенства между левой и правой частью уравнений.

Рассчитанные по формулам 3.1-3.11 параметры для различных диаметров натурных турбин ПЛ30а-В, ПЛ30б-В представлены в [Б, табл.Б.1].

Турбины были отобраны по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Приемлемое число гидроагрегатов;

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы, находится по формуле 3.12:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_{\text{с}}, \quad (3.12)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания $H_{\text{с}}$ определено 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:

- Работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при расчетном напоре и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при минимальном напоре и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_{\text{с}} = 10,33 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma H - \Delta H_{\text{с}} + \Delta Z_{\text{х.пл}} \quad (3.13)$$

$\Delta H_{\text{с}}$ – 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 расчётных точек;

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

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$ – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин $\Delta Z_{\text{х.пл}} = 0$.

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H}, \quad (3.14)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;

Z_a – количество гидроагрегатов. Принято $Z_a = 1$;

H – соответствующий напор.

По полиному кривой связи НБ получают отметки уровней нижнего бьефа $Z_{\text{нб}} = f(Q)$.

Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Расчетные параметры для определения H_s

	ПЛ30а-В		ПЛ30б-В	
	6,7	4,75	5,6	
D_1 , м	6,7	4,75	5,6	
$Q'_{(H_{max})}$, м ³ /с	1,255	1,248	1,198	
$Q'_{(H_{расч})}$, м ³ /с	1,670	1,643	1,571	
$Q'_{(H_{min})}$, м ³ /с	1,557	1,515	1,441	
$Q_{(H_{max})}$, м ³ /с	240	120	479	
$Q_{(H_{расч})}$, м ³ /с	367	723	240	
$Q_{(H_{min})}$, м ³ /с	302	602	201	
Z_{max}	374,85	374,80	374,87	
$Z_{расч}$	375,35	375,40	375,30	
Z_{min}	374,60	374,45	375,40	
$H_{s\ max}$, м	-3,42	-0,66	0,30	
$H_{s\ расч}$, м	-7,19	-4,90	-3,75	
$H_{s\ min}$, м	-3,24	0,15	1,11	

Также рассчитаны отметки установки рабочих колес для каждой высоты отсасывания (табл.3.6).

Таблица 3.6 – Отметки установки рабочего колеса, в зависимости от высоты отсасывания

	ПЛ30а-В		ПЛ30б-В	
	6,7	4,75	5,6	
D_1	6,7	4,75	5,6	
$\nabla Z_{PK}(H_{max})$	371,43	374,14	375,17	
$\nabla Z_{PK}(H_p)$	368,16	370,50	371,55	
$\nabla Z_{PK}(H_{min})$	371,36	374,60	376,51	

Таким образом, после проведённого анализа выбранных диаметров рабочих колёс, определен наиболее оптимальный вариант – турбина ПЛ30б-В-560.

Меньшие коэффициенты кавитации и отметки заглубления РК, в сравнении с другими вариантами. А также количество агрегатов равное трем, что сокращает длину машинного зала (относительно варианта с ПЛ30б-В-475 с 4 агрегатами) и дает дополнительный экономический эффект.

ГУХ с рабочей зоной и проточная часть выбранной гидротурбины расположены в [Б, рис.1] и [Б, рис.2] соответственно.

3.3 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата.

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане. Форма сечения спиральной камеры - с плоским потолком и с углом $\gamma = 15^\circ$.

По чертежу проточной части [Б, рис.2] модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{\text{сп}} = 187^\circ 30'$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,663 \cdot 5,6 = 9,14 \text{ м}$$

По [Б, рис.2] определены: диаметр расположения входных кромок статора: $D_{\text{нар}} = D_a = 8,71 \text{ м}$; и выходных кромок $D_{\text{вн}} = D_b = 7,59 \text{ м}$.

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{8,71}{2} = 4,36$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{7,59}{2} = 3,80$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,10 + 0,0033 \cdot 5,6 = 2,12 \text{ м},$$

где b_0 – высота направляющего аппарата.

$$b_0 = 0,375D_1 = 0,375 \cdot 5,6 = 2,10 \text{ м}$$

Допустимая средняя скорость воды во входном сечении $v_{\text{вх}} = 4,1 \text{ м/с}$.

Определение полного расхода через турбину при расчетных значения напора и мощности

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T} = \frac{46667}{9,81 \cdot 22,95 \cdot 0,924} = 224 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.15)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{224 \cdot 187,5}{360} = 117 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{v_{\text{ВХ}}} = \frac{117}{4,1} = 28,5 \text{ м}^2. \quad (3.17)$$

Высота входного сечения $b_{\text{ВХ1}}$ определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ \quad (3.18)$$

$$b_{\text{ВХ1}} = -36,98 \text{ м}; b_{\text{ВХ2}} = 5,51$$

Из 2 корней подходящий: $b_{\text{ВХ2}} = 5,51$.

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 9,14 - 4,36 = 4,79 \text{ м} \quad (3.19)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a = 9,14 - 4,36 = 4,79 \quad (3.20)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i = 0,71 \cdot 4,79 = 3,39 \quad (3.21)$$

$$k_2 = (b_{\text{ВХ}} - B_{\text{СТ}})/a_{\text{ВХ}} = (5,51 - 2,12)/4,79 = 0,71$$

$$b_i = m_i + b_0 = 3,39 + 2,10 = 5,49 \quad (3.22)$$

Интеграл для любого сечения вычисляется по формуле (3.27)

$$J_i = b_0 \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i. \quad (3.23)$$

$$J_i = 2,10 \cdot \ln \frac{4,36}{3,80} + 5,49 \ln \frac{9,14}{4,36} - 5,26 \cdot \text{ctg} 15^\circ \cdot \ln \frac{5,26}{4,36} + 3,39 = 4,03$$

Величина угла спирали и расхода для любого сечения соответственно равны:

$$\varphi_i = \frac{187,5}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i = \frac{187,5}{4,03} \cdot 4,03 = 187,5 \quad (3.24)$$

Данные расчетов спиральной камеры представлены в [Б, табл. Б.2].

План спирали, представленный в [Б, ри. Б.4], построен по таблице 3.7. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с $\Delta\varphi_{\text{СП}} = 15^\circ$.

Таблица 3.7 – Разбиение угла охвата спиральной камеры

$\varphi_{сп}$	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	187,5
r	3,8	4,4	5	5,5	6	6,4	6,8	7,4	7,6	7,88	8,3	8,05	9	9,14

$$B' = 2,695 \cdot 5,6 = 15,09 \text{ м}$$

Так как ширина подвода $B' > 7$ м, нужно установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближённо назначить из выражения:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{229}{400} = 1,6 \text{ м}, \quad (3.25)$$

где Q_{max} – максимальный расход воды через турбину.

$$Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{max}} = \frac{46667}{9,81 \cdot 22,95 \cdot 0,906} = 229 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.25)$$

3.4 Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения [27].

Т.к. допускается отличие мощности гидрогенератора от мощности гидротурбины на $\pm 10\%$, был выбран гидрогенератор СВ-840/150-52 [22] (таблица 3.8).

Данный ГГ может выдавать $P_{ном} = 45$ МВт, следовательно, мощность станции:

$$N_{уст} = z'_a \cdot P_{ном}, \quad (3.26)$$

где z'_a - количество гидроагрегатов станции;

$P_{ном}$ – номинальная мощность гидрогенератора.

$$N_{уст} = 3 \cdot 45 = 135 \text{ МВт}$$

Паспортные данные выбранного генератора расположены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Данные гидрогенератора

Тип	СВ-840/150-52
$S_{ном}, \text{ МВА}$	56,25
$P_{ном}, \text{ МВт}$	45
$\cos \varphi$	0,8
$U_{ном}, \text{ кВ}$	10,5
$n_{ном}, \text{ об/мин}$	115,4
КПД, %	97,2

Продолжение таблицы 3.8

Масса общая, т		450
Тип		СВ-840/150-52
Диаметр статора, мм		9800
Высота, мм		9100
Исполнение		Зонтичное
Индуктивные сопротивления	x_d''	0,2
	x_d'	0,28
	x_d	0,8

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчёт вала на прочность

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

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.27)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 \div 35$ Мпа. Принято $\tau_{доп} = 32$ Мпа;

$M_{кр}$ – крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N'_{агр}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 46667}{115,4} = 3,94 \text{ Мпа} \quad (3.28)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} \quad (3.29)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{3,94}{32} \right)^{0,33}$$

$$D_B^* \geq 0,858 \text{ мм}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм), $D_B = 900$ мм.

3.5.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте применяется подшипник на водяной смазке.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{\text{агр}}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{46667}{115,4 \cdot 5,6} = 57,77 \text{ кН} \quad (3.30)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки d_n принят 0,920 м (на 15-20 мм больше D_B).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_n} \leq [p_{\text{уд}}] = \frac{57,77}{0,920 \cdot 0,4} = 156,99 \text{ кПа}, \quad (3.32)$$

где h_n – высота подшипника Принято 400 мм, при $D_B = 850 \div 1100$ мм.

Допустимое удельное давление

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 11,12 = 322,42 \text{ кПа} \quad (3.33)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_n}{30} = 3,14 \cdot 115,4 \cdot \frac{0,920}{30} = 11,12 \text{ м/сек} \quad (3.34)$$

Условие $p_{\text{уд}} (156,99) \leq [p_{\text{уд}}] (322,42)$ соблюдено.

Расчёт сегментного подшипника:

Предварительная высота подшипника $h_n = 400$ мм и число сегментов $Z_{\text{сегм}} = 8$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)} = \frac{57,77}{1+2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 23,93 \text{ кН}, \quad (3.35)$$

где α – центральный угол расположения сегментов.

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{8} = 45^\circ$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{\text{уд}}] = \frac{23,93}{0,307 \cdot 0,4} = 194,81 \text{ кПа}, \quad (3.36)$$

где $l_{\text{сегм}}$ – длина сегмента в окружном направлении.

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,85 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,92}{8} = 0,307 \text{ м} \quad (3.37)$$

Допускаемое удельное давление

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U50 \cdot 11,12 = 555,89 \text{ кПа} \quad (3.38)$$

Условие $p_{\text{уд}} (194,81) \leq [p_{\text{уд}}](555,89)$ соблюдено.

Для проекта принят сегментный подшипник, зарекомендовавший себя на практике, как более надежный.

3.6 Выбор типа маслonaпорной установки

Маслonaпорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

По монограмме [15] подобран следующий тип маслonaпорной установки для $H_{\text{max}} = 27,51$ и $D_1 = 5,6$ м:

МНУ 8/1-40-8-1

где: 8 – объём гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;

8 – вместительность сливного бака в м³;

1 – количество насосов.

3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Для поворотно - лопастной турбины выбран электрогидравлический регулятор с комбинатором.

ЭГРК-2И1-150-4:

ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;

2И1 – на интегральных микросхемах;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные для проектирования электрической части

Исходные данные числа и мощности генераторов представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа, мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{к.з.}}$	Протяжённость линий
шт · МВт	кВ	о. е.	кВ	МВ · А	км
3 · 45	10,5	0,8	220	180	100

- Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$;
- Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 4000$ ч/год;
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$;
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$;
- Расположение подстанции: Курагинский район Красноярского края.

4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединения является важнейшим этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависит надёжность работы электроустановок, экономичность, гибкость оперативных переключений, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность расширения в дальнейшем.

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является «Курагино-тяговая» с высшим напряжением 220кВ. С помощью данной подстанции будет подключена в сеть ПС «Курагинская 220», которая запроектирована в 10 км от створа гидроузла.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный и укрупнённый блоки (Рисунок 4.1).

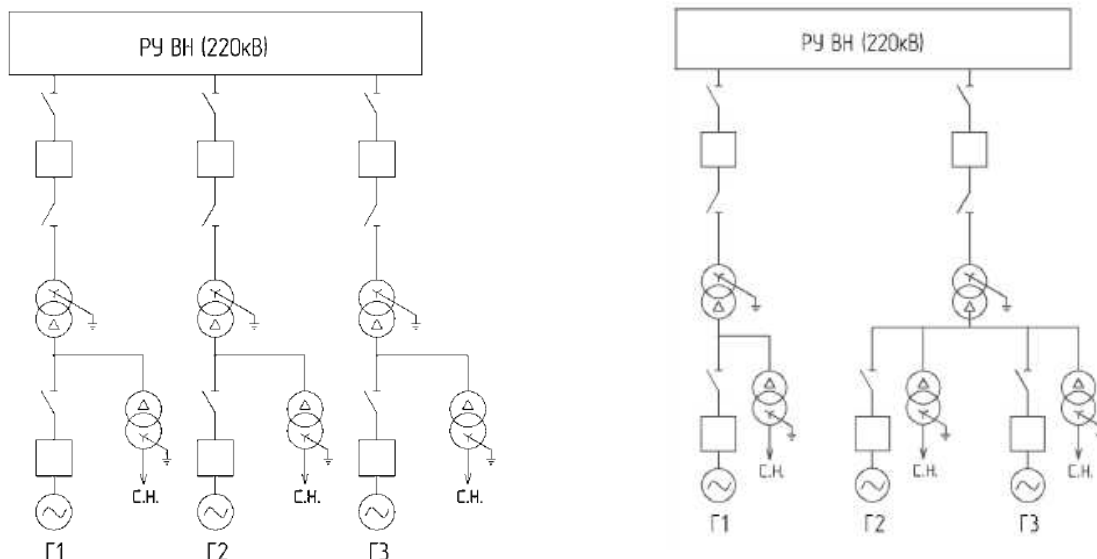


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.3.1 Выбор синхронных генераторов

В ходе подбора основного энергетического оборудования принят синхронный генератор СВ-840/150-52 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 3.8.

4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы 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, которая составляет порядка 1% от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{45 - 45 \cdot 0,01}{0,8} = 55,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;

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

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

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-80000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{КЗ}}, \%$	$\Delta P_{\text{КЗ}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_{\text{ХХ}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	10,5	11	315	60	0,3

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где μ – частота ремонтов, 1 раз в год;

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

ω – параметр потока отказов блока, в нашем случае: $\omega = 0,025$ ед/год;

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число трансформаторов в блоке, $n_{\text{Т}} = 1$;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течении года, ч.

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = 1 \cdot 0,06 \cdot 8729 = 523,71 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ТНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

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

$S_{\text{расч}}$ – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;

$S_{\text{ТНОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

τ – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{0,315}{1} \cdot \left(\frac{55,69}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 367,12 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\Pi} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где ΔW_{XX} – потери холостого хода, МВт · ч;

ΔW_H – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

β_1, β_2 – стоимость потерь электрической энергии XX и нагрузочных потерь соответственно:

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$I_{\Pi \text{ одиноч}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 523,71 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 367,12 = 6,45 \text{ тыс руб/год}$$

Издержки для всей станции (3 одиночных блока):

$$I_{\Pi} = 3 \cdot I_{\Pi \text{ одиноч}} = 3 \cdot 6,45 = 19,34 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.7)$$

4.3.3 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:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{45 - 0,01 \cdot 45}{0,8} = 111,38 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода ОАО «Электрозавод» типа ТДЦ-125000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/220

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U, \text{ кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{xx}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
125	242	10,5	11	380	135	0,5

Далее производятся расчеты, аналогичные выбору трансформатора для схемы с одиночным блоком.

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

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

Время работы блока в течении года:

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч}$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{ХХ} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8727 = 1178,15 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{Н} = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{111,38}{125}\right)^2 \cdot 2405 = 725,61 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок:

$$И_{П \text{ укрупн}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1178,15 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 725,61 = 13,60 \text{ тыс. руб/год}$$

Издержки для всей станции (1 одиночный и 1 укрупнённый):

$$И_{П} = И_{П \text{ одиноч.}} + И_{П \text{ укрупн.}} = 6,45 + 13,60 = 20,05 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.9)$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки одиночных блоков. Также, следует отметить, что данная схема является более надежной относительно схемы с укрупненным блоком.

4.3.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, приходящейся на собственные нужды станции, составляет 1%:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{ГЭС}}{\cos \varphi_{Г}} \quad (4.10)$$

Таким образом:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{135}{0,8} = 1687,5 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

По каталогу завода ООО «Урал Трансформатор» выбирается трансформатор ТСЗНС-2000/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗНС-2000/10

$S_{НОМ}, \text{кВА}$	$U_{Н}, \text{кВ}$		$U_{КЗ}, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	
2000	10,5	0,4	6

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст} - P_{с.н.}}{\cos \varphi} = \frac{135 - 0,01 \cdot 135}{0,8} = 167,06 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.11)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{нат.} = 135 \text{ МВт.}$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (220кВ):

$$K = 1,2.$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,85;$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n = \frac{P_{уст} - P_{сн}}{K \cdot \frac{P_{нат.}}{\cos \varphi_c}} + 1 \quad (4.12)$$

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{135 - 0,01 \cdot 135}{1,2 \cdot \frac{135}{0,85}} + 1 = 1,7 \approx 2$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{167,06}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,253 \text{ кА} \quad (4.13)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = I_{раб} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_{\tau}, \quad (4.14)$$

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

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

$$I_{\text{расч}} = 0,253 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,266 \text{ кА}$$

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Для линии напряжением 220кВ $j = 0,9 \text{ А/мм}^2$. Тогда сечение провода:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{266}{0,9} = 295,31 \text{ мм}^2 \quad (4.15)$$

Произведена проверка провода по нагреву. Сравнивая длительно допустимый ток $I_{\text{дд}} = 710 \text{ А}$, с послеаварийным:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{167,06}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,506 \text{ кА} \quad (4.16)$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}}$$

$$710 \text{ А} > 506 \text{ А}$$

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС300/39. Параметры провода АС-300/39 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–300/39

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
3	0,096	0,429	$2,645 \cdot 10^{-6}$

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта (ТЭР)

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения.

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{ТСН}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.17)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (118,5 млн руб – по схеме с одиночным блоком; 161,8 млн руб – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{ТСН}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (24,3 млн руб);

$K_{КРУЭ}$ – стоимость КРУЭ (110,9 млн руб);

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 118,5 + 3 \cdot 24,3 + 6 \cdot 110,9 = 1,1 \text{ млрд. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 118,5 + 161,8 + 3 \cdot 24,3 + 5 \cdot 110,9 = 0,9 \text{ млрд. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.18)$$

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

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1,1 + 19,34 \cdot 10^{-6} \approx 0,164 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 0,9 + 20,05 \cdot 10^{-6} \approx 0,164 \text{ млрд. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.19)$$

$$P = \frac{0,164 - 0,164}{0,164} \cdot 100\% \approx 0\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются незначительно, поэтому разницу берут приблизительно равной 0. Следовательно, варианты экономически равноценны, и для эксплуатации будет применена схема с одиночными блоками.

4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений КРУЭ–220 кВ равно 6 (1 служебное присоединение, 2 ЛЭП 220 кВ и 3 блока). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант с двумя рабочими системами шин (13 схема) [55]. Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.2.

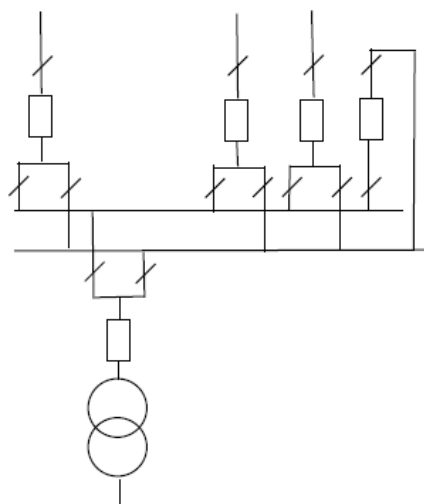


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 ШШ

4.7 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.

Для расчета токов короткого замыкания составлена схема на рисунке 4.3.

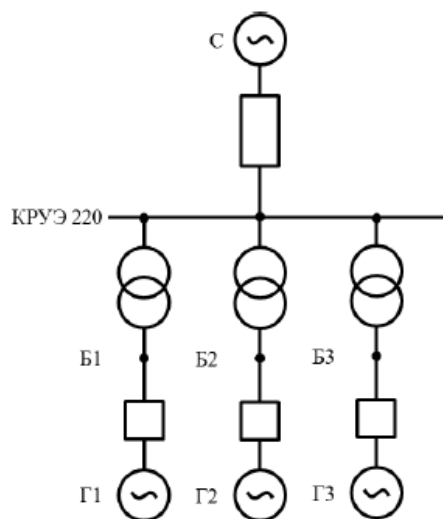


Рисунок 4.3 – Расчетная схема для расчета ТКЗ

Для расчётной схемы вычислены параметры элементов.
Параметры системы:

$$X_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{230^2}{180} = 294 \text{ Ом} \quad (4.20)$$

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_{a,C}} = \frac{294}{314 \cdot 0,035} = 27 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

Параметры генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{\Gamma}'' \cdot U_{НОМ,\Gamma} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.22)$$

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{56,2} = 0,39 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{X_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,39}{314 \cdot 0,045} = 0,03 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

Параметры блочных трансформаторов:

$$X_T = \frac{U_{к,\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

$$R_T = \Delta P_{\kappa} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,315 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,88 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{242} = 0,041 \text{ о. е} \quad (4.27)$$

Параметры линии:

$$X_L = X_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,429 \cdot 100 = 42,90 \text{ Ом} \quad (4.28)$$

$$R_L = R_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,096 \cdot 100 = 4,8 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

4.8 Расчет токов короткого замыкания

В ПК RastrWin 3 произведен расчет токов короткого замыкания. Результаты расчета сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчёта в ТКЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	I_n , кА	$i_{уд}$, кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	17,500	23,848
	КРУЭ – 220 кВ	6,5838	16,573
Однофазное КЗ	КРУЭ – 220 кВ	9,804	49,343

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I_n, \quad (4.30)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент генератора/РУ, соответственно $k_{уд} = 1,94$ для данной мощности и $k_{уд} = 1,78$ для класса напряжения 220кВ.

4.9 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого 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:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 3,10 = 3,26 \text{ кА}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(РУВН)} = 1,05 \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \frac{56,25}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,141 \text{ кА} \quad (4.31)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{56,25 \cdot 3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,221 \text{ кА} \quad (4.32)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{56,25 \cdot 3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,443 \text{ кА} \quad (4.33)$$

4.10 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{ном\ сист} \quad (4.34)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб\ max} \quad (4.35)$$

$$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (4.36)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.37)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения был выбран элегазовый выключатель ВГГ–10 УЗ [20] и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ [25]. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10 УЗ	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}} = 3093 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$i_{\text{у}} = 48,01 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 125 \text{ кА}$
$I_{\text{н0}} = 17,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 17,5^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 24,50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ–10 УЗ:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 17,5 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 18,60 \text{ кА} \quad (4.38)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 66,95 \text{ кА} \quad (4.39)$$

$$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}} \quad (4.40)$$

$$66,95 \geq 18,60$$

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Оборудование	Связь	Мощность	Производитель
Ротор			
Автоматический синхронизатор	RS-485	8 Вт	НПП «ЭКРА»
Анализатор качества электроэнергии	RS-485	10 Вт	НПП «ЭКРА»
ИТОГО		18 Вт	
Статор			
Анализатор качества электроэнергии	RS-485	10 Вт	НПП «ЭКРА»
Релейная защита и автоматика	RS-485	40 Вт	НПП «ЭКРА»
ИТОГО		50 Вт	

4.11 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбран трансформатор тока ТШЛ–10–2 [27]. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-2 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10-2

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3255 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛПМ-10 [27]. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛПМ-10 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливают со стороны низшего напряжения ОПН-П1-10УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО» [24].

4.12 Выбор параметров КРУЭ

Комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ) отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF₆) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для установки выбрана ячейка КРУЭ ЯГГ-220 производства «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

Технические характеристики указаны в таблице 4.11.

Таблица 4.11– Технические характеристики ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	U _{ном} = 220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	
Ток электродинамической стойкости, кА	I _д = 1255
Ток термической стойкости, кА	I _т = 50
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	440
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	900
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,25s
Для измерений	0,5s
Для защиты	10p
Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,2s
Для измерений	0,5s
Для защиты	3p
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000

5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

5.1 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.

Далее рассмотрены защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.2 Перечень защит блока

В соответствии с ПУЭ [32] согласно мощности генератора приняты к установке следующие виды защит:

- 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;

5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{56,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3093 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{3093}{4000/5} = 3,87 \text{ А} \quad (5.2)$$

Так как ТДЦ 80000/220-У1 выполнен по схеме самовозбуждения, расчет производят по следующим формулам:

$$S_{\text{НОМ,ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1115}{1,2255} \cdot 290 = 264 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принят трансформатор возбуждения мощностью 320 кВА.
Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН НОМ}} = \frac{320 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 290} = 637 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{I_{\text{ВН,НОМ}} \cdot k_{\text{СК}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{637 \cdot 1}{1000/5} = 3,19 \text{ А} \quad (5.4)$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$

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: $I_{\text{НОМ}} = 3100 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 4000/5 \text{ А}$.

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:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.5)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.6)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

Принята уставка: $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.7)$$

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,2} \cdot 3093 = 17475 \text{ А} \quad (5.8)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.7):

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,2} \cdot 3093 = 1748 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.9)$$

$$K_T > \frac{1749 \cdot 2}{17475},$$

$$K_T > 0,2.$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принята уставка $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.10)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} \quad (5.11)$$

$$B \geq \frac{0,15}{0,3}$$

$$B \geq 0,5$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

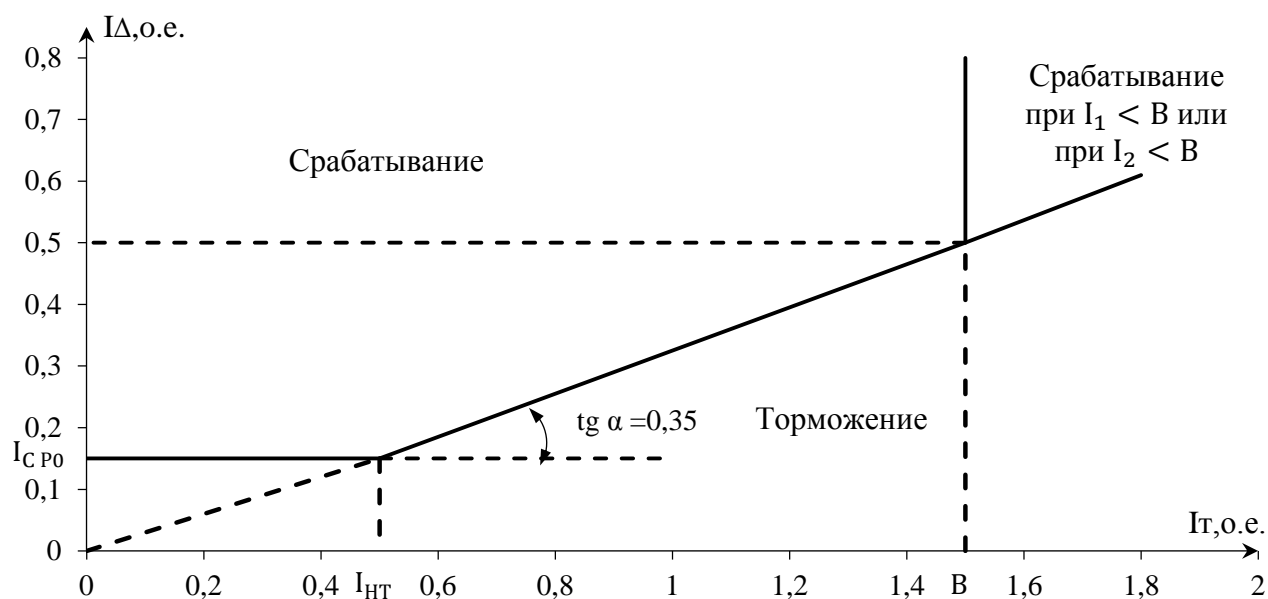


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

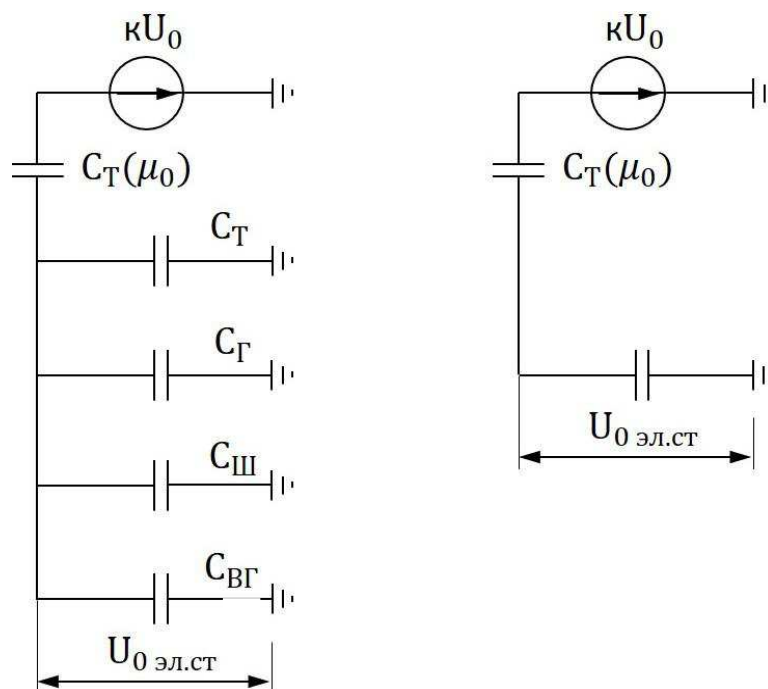


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора. Где C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю; C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю; $C_Ш$ – емкость шинпровода по отношению к земле; C – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.12)$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.13)$$

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, ($C_T(\mu_0) = 0,012$ для $U = 230 \text{кВ}$);

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}, \quad (5.14)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 9,54 \text{ А}. \quad (5.15)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ по формуле 5.14:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,0012}{0,0012 + 0,945} = 271,8 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.16)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 271,8}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}},$$

$$n_{\text{ТН}} = 100/3$$

$$U_{\text{СР}} \geq 7,1,$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;

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

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимают следующие уставки: U_{01G} с уставкой 10 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 напряжений третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.17)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % 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 (АРЗ).

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

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

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:

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

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.

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H} \quad (5.18)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_2^2} \quad (5.19)$$

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).

Принята уставка 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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21 \quad (5.20)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,18,$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_H$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,18$:

$$t_{\text{Доп}} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.21)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}} \quad (5.22)$$

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), t_{CP}	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.

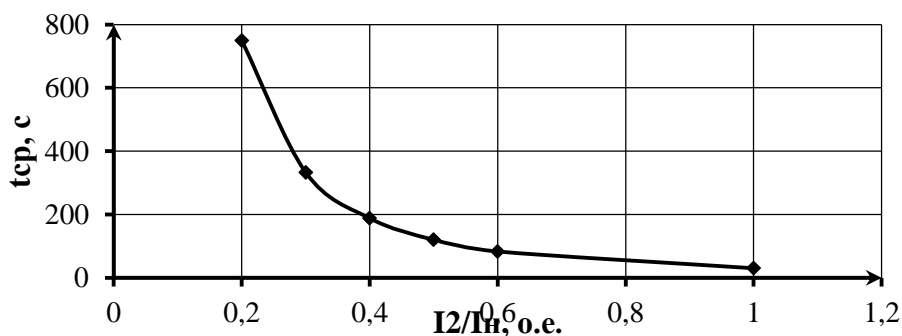


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Время срабатывания интегрального органа принято: $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$,
 $t_{\text{макс.}} = 750 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону.

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 отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

В связи с отсутствием необходимых данных уставка срабатывания принимается по второму условию.

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

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.23)$$

где $X_{\text{Л}}^*$ – сопротивление ЛЭП в условных единицах;

$X_{d\text{ВН}}''$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

X_{T} – сопротивление обратной последовательности генератора;

X_{T} – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 42,8 \cdot \frac{56,25}{242^2} = 0,041 \quad (5.24)$$

$$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,2 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 106,24 \quad (5.25)$$

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{56,25}{80} = 0,077 \quad (5.26)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (106,24 + 0,077 + 0,041)}$$

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq 0,004$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.3.} = I_{2С.3.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,004 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,18 \quad (5.27)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

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

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка пускового органа:

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

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 $\frac{I}{I_H}$	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.

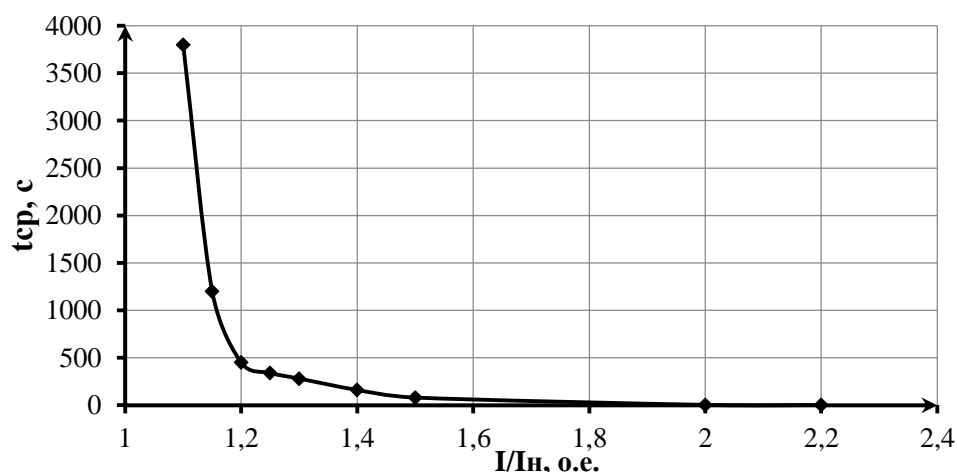


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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.

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

Уставка органа отсечки:

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

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66 \text{ В} \quad (5.28)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 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.

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Курагинская ГЭС – ПС Курагино 1:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} \quad (5.29)$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 72,74 + \frac{0,8}{2} \cdot 43,86$$

$$Z_1 \leq 73,09 \text{ Ом}$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{80} = 72,74 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{56,25}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{56,25}{230^2} \cdot 43,86,$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,08$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,08 \cdot 1,96 = 0,16 \text{ Ом,} \quad (5.30)$$

где Z_6 – базовое сопротивление.

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{56,25} = 1,96 \text{ Ом} \quad (5.31)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,16 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,2 \text{ Ом}$$

Принята уставка $Z_1 = 1,2 \text{ Ом}$.

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3093} = 1,96 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,8} = 4,05 \text{ о. е.}, \quad (5.33)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.34)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337, \quad (5.35)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,31^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,337}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.36)$$

$$Z_{\text{СЗП}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{56,25} = 0,69 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{СЗП}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,69 \cdot 4000 / 5}{10500 / 100} = 5,26 \text{ Ом},$$

Принята уставка $Z_{II} = 5,26 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 10%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,12 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,53 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

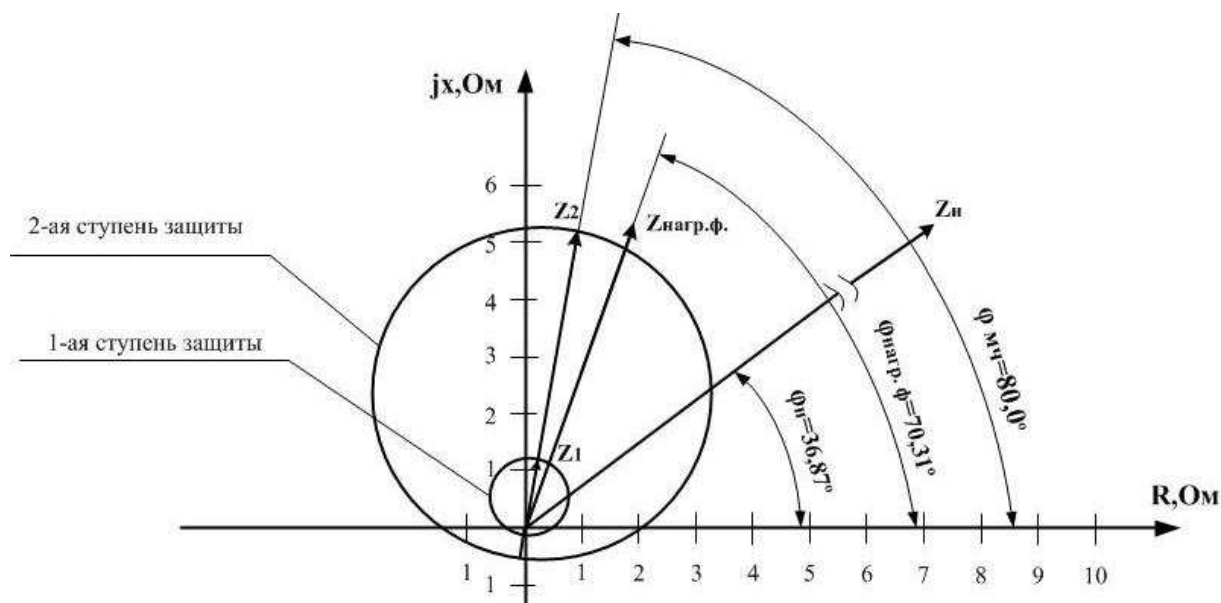


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 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:

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

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

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

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (табл.5.3), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длитель- но	250	180	160	120	90	72	45	20

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

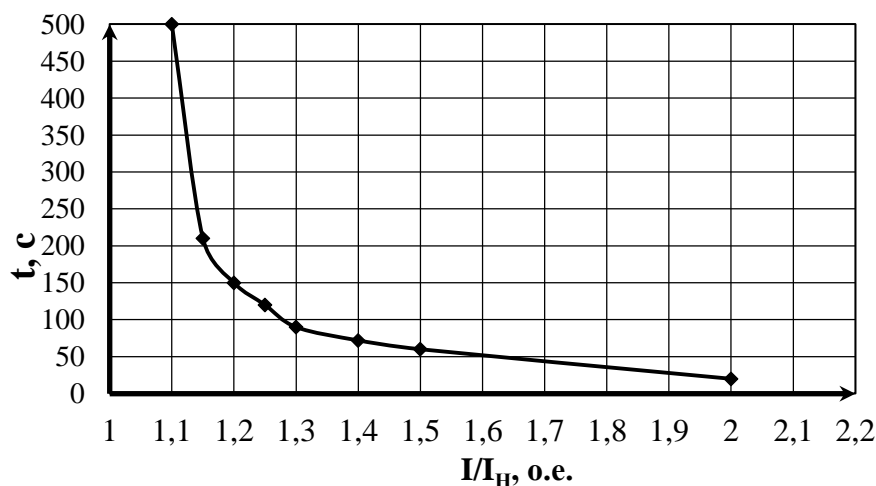


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчёта уставок, для защит силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА».

Установка отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшить затраты.

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

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивают высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высоко интегрированных и высоконадёжных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

Уставки МП электрических защит сведены в [В, табл. В.1]. Матрица отключений представлена в [В, табл. В.2].

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + \Delta h_s = 401,00 + 1,51 = 402,50 \quad (6.1)$$

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 0,70 + 0,0053 + 0,8 = 1,50 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где $h_{1\%}$ - высота волн 1% обеспеченности;

Δh_{set} - высота ветрового нагона;

a - величина запаса, зависящая от класса сооружения (для I класса $a = 0,8$ м).

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = \frac{0,0000023 \cdot 22^2 \cdot 700}{9,81 \cdot 15} = 0,0053 \text{ м} \quad (6.3)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = 15 \text{ м} \quad (6.4)$$

Из СП [37]

$$K_w = 3 \cdot \left(1 + 0,0138 \cdot \frac{V_w}{\sqrt[3]{g \cdot v}} \right) \cdot 10^{-7}$$

$$K_w = 3 \cdot \left(1 + 0,0138 \cdot \frac{22}{\sqrt[3]{9,81 \cdot 10^{-5}}} \right) \cdot 10^{-7} = 0,000023$$

Из СП [37] по верхней кривой

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 14 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0069 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 0,89$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 9\,632 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,095 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,5$$

Используя меньшие полученные значения:

$$\bar{h} = 0,0069 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,34 \text{ м}$$

$$\bar{T} = 0,89 \cdot \frac{V_w}{g} = 2,0 \text{ с}$$

Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2^2}{2\pi} = 6,22 \text{ м} \quad (6.5)$$

Проверка условия:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d, \text{ следует } 15 > 3,11$$

Определение высоты волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}K_i = 0,34 \cdot 2,08 = 0,71 \quad (6.6)$$

Из СП [37].

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Расчет пропускной способности водосливной плотины

В соответствии с классом ГТС максимальный расчетный расход для основного расчетного случая – $Q_{0.01\%}$, для поверочного расчетного случая – $Q_{0.1\%}$.

По кривой связи (рис. 1.2) определяют:

$$\text{при расходе } Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 2912 \text{ м}^3/\text{с } \nabla\text{НБ}_{\text{осн}} = 378,50;$$

$$\text{при расходе } Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 3394 \text{ м}^3/\text{с } \text{НБ}_{\text{пов}} = 379,10.$$

6.2.2 Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты необходимо определить напор на сооружение при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ} \left(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} \right) = 401,00 - 378,50 = 22,5 \text{ м} > 17,39 \text{ м}$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ} \left(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} \right) = 402,00 - 379,10 = 22,9 \text{ м} > 17,39 \text{ м}$$

Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случаев:

$$Q_{\text{Га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{Га}}}{9.81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{45000}{9.81 \cdot (22,5 - 0,3) \cdot 0,926} = 223,14 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.7)$$

$$Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{Га}}}{9.81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{45000}{9.81 \cdot (22,9 - 0,3) \cdot 0,926} = 229,34 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.8)$$

Согласно [37] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов - m , должно быть не более:

$m = (n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$;
следовательно, $m = 3 - 1 = 2$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = m \cdot Q_{\text{Га}}^{\text{осн}} = 2 \cdot 223,14 = 446,28 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.9)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = m \cdot Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = 2 \cdot 229,34 = 458,68 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.10)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c, \quad (6.11)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 2912 - 446,28 - 363,62 = 2102,1 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(5,7 + 1,84)10^9}{20736000} = 363,62 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.12)$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 3394 - 458,68 - 363,62 = 2571,70 \text{ м}^3/\text{с}$$

6.2.3 Определение количества и размера водовыпусков

Задаются диаметром водовыпускного отверстия D от 1 до 5 м

$$D = 3,0 \text{ м}$$

Принимают отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее

$$\frac{D}{2} + 2\text{м} = 1,5 + 2 = 3,5\text{м}$$

$$\nabla \text{ЦО} = \nabla \text{пол галереи} + h_{\text{галереи}} + 3,5 = 367,40 + 3 + 3,5,$$

где $\nabla \text{пол галереи}$ – отметка пола галереи;

$h_{\text{галереи}}$ – высота галереи.

$$\nabla \text{ЦО} = 373,90$$

Напор над центром входного сечения водовыпуска Н:

$$H = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УМО}}{2} - \nabla \text{ЦО} = \frac{401 - 392,65}{2} - 373,9 = 22,92 \text{ м)}$$

Необходимо определить расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot (2 \cdot 9,81 \cdot 22,92)^{0,5} = 119,92 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.14)$$

где μ - коэффициент расхода 0,8;

ω - площадь водовыпускного отверстия диаметром 3,0 м.

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,52 = 7,07 \text{ м}^2, \quad (6.15)$$

Далее нужно определить количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчетного расхода $Q_{\text{ср}}$

$$n = Q_{\text{ср}}/q_{\text{ВВ}} = 363,62/119,92 = 4, \quad (6.16)$$

Принято 4 отверстия диаметром 3,0.

6.2.4 Определение ширины водосливного фронта

Определение удельного расхода на рисберме

$$q_p = [v_h] h_{\text{нб}}, \quad (6.17)$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = $f(Q_{\text{нб}})$ при $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (скальные – более 5 м/с).

Принято $[v_h] = 5 \text{ м/с}$.

$$h_{\text{нб}} = \nabla \text{НБ}_{\text{осн}} - \nabla \text{дно} = 378,50 - 371,00$$

$$q_p = 5 \cdot 7,5 = 37,5 \text{ м}^2/\text{с}$$

Удельный расход на водосливе

$$q_b = 1,25q_p = 1,25 \cdot 37,5 = 46,88 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта $B = \Sigma b$,

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{2102,10}{46,88} = 44,84 \text{ м} \quad (6.18)$$

Принято 4 пролета шириной $b = 12 \text{ м}$

Расчетная ширина водосливного фронта B равна $12 \cdot 4 = 48 \text{ м}$

6.2.5 Определение напора на водосливе

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02}

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2102,10}{0,49 \cdot 12 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,41 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля (в проекте принимают $m = 0,49$)

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2102,10}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 12 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,74 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где b_n – коэффициент подтопления (в проекте $b_n = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (4-1)0,45}{4} \right] \frac{7,41}{12} = 0,94, \quad (6.21)$$

где ξ_y - коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

ξ_6 -коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, для полукруглого очертания 0,45.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}; \quad (6.22)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\text{НПУ}-\text{Дно})(B+(n-1)\delta_B)} = \frac{2102,10}{(401,00-371,00)(48+(4-1)\cdot 3)}, \quad (6.23)$$

$$V_0 = 1,23 \text{ м/с},$$

где δ_B – толщина быка.

Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий (в КП принимают $\delta_B = 3$ м - для пролетов шириной $b \leq 14$ м и $\delta_B = 4$ м - для пролетов шириной $b > 14$ м).

$$H = H_{02\text{осн}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,74 - 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,23^2}{2 \cdot 9,81} = 7,66 \text{ м} \quad (6.24)$$

6.2.6 Определение отметки гребня водослива

Назначают $H_{\text{ст}}$ - ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом:

$$H = 7,66 \text{ м } H_{\text{ст}} = 8 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива:

$$\text{ВГВ} = \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 401,00 - 8 = 393,00$$

6.2.7 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяют напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2571,70}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,48 \text{ м} \quad (6.25)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2571,70}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,77 \text{ м} \quad (6.26)$$

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

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\text{ВФПУ}-\text{Вдна})(B+(n-1)\delta_B)} = \frac{2571,70}{(402,00-371,00)(48+(4-1)\cdot 3)} = 1,46 \text{ м/с} \quad (6.27)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^{\text{пов}2}}{2g} = 8,77 - \frac{1,1 \cdot 1,46^2}{2 \cdot 9,81} = 8,65 \text{ м} \quad (6.28)$$

Определяют расчетную отметку форсированного уровня, т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 393,00 + 8,65 = 401,65)$$

Т.к. расчетная отметка ниже заданной, принимают $\nabla\text{ФПУ}$ 402,00.

6.2.8 Построение профиля водосливной грани

Для начала необходимо построить оголовок безвакуумного водослива с оголовком профиля А для напора $H_{\text{ст}} = 8$ м.

Построение профиля водосливной грани производится по [41].

Следует учитывать, что в данной таблице координаты приведены для значения $H = 1$ м, следовательно, каждую координату необходимо умножить на напор $H_{\text{ст}} = 8$ м.

В результате умножения были получены следующие координаты (табл. 6.1) и построен оголовок (рисунок 6.1).

Таблица 6.1 – Координаты оголовка для построения

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

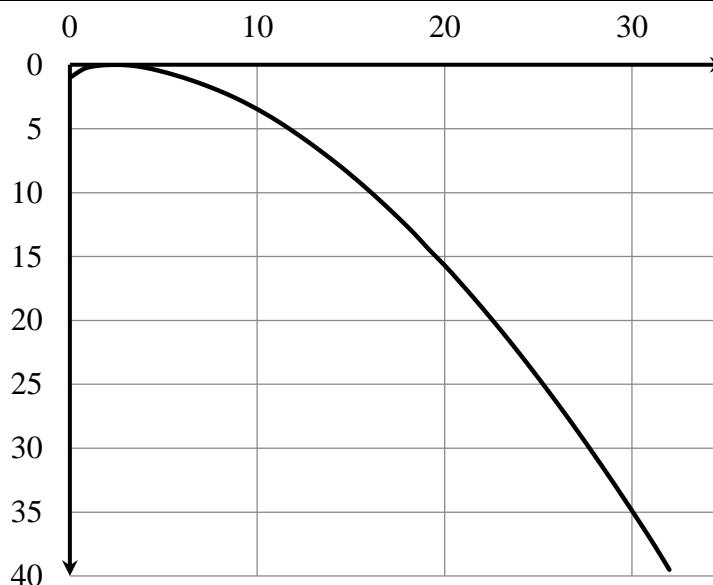


Рисунок 6.1 – Профиль А

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге C-D радиусом R. Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины $rв$ и напора на водосливе $Hст$ [41].

$$H = 8 \text{ м}, r_{н} = 22 \text{ м}, R = 15,5 \text{ м}$$

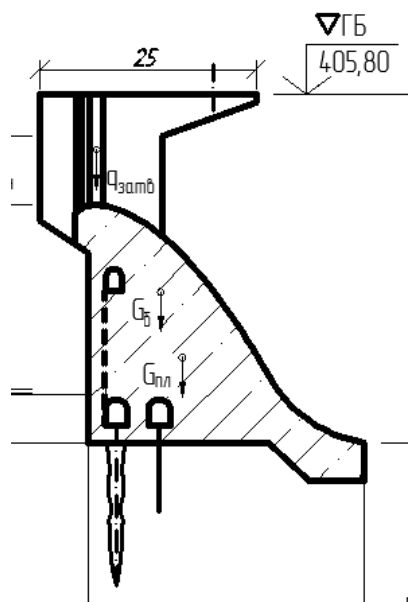


Рисунок 6.2 – Профиль водосливной грани

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 393,00 + 1,6 \cdot 8 = 405,80 . \quad (6.29)$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей отметке или грунтовой плотины, или по отметке верха быка. Принята отметка гребня быка.

6.2.9 Расчет водобойного колодца

Расчёт водобойного колодца заключается в определении его глубины d и длины l_k . Т.к. водобойный колодец используется с водобойной стенкой, то полная энергия в данном случае удельной энергии равна $T_{01} = 30$ м, а сопряжённая глубина $h'_c = 12,92$ м.

Глубину водобойного колодца вычисляют путём последовательного приближения.

На первом этапе определяют начальную глубину колодца по формуле:

$$d = \sigma \cdot h'_c - (h_{нб} + \Delta z), \quad (6.30)$$

где Δz – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ. Определяют его, исходя из предположения, что выходная часть

водобойного колодца работает, как подтопленный водослив с широким порогом.

$$\Delta z = \frac{q^2}{2g(\varphi h_{нб})^2} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \frac{36,88^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 7,5)^2} - \frac{1,1 \cdot 36,88^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 12,92)^2} = 1,141 \text{ м} \quad (6.31)$$

$$d_1 = 1,1 \cdot 12,92 - (7,5 + 1,144) = 5,57 \text{ м.}$$

На втором этапе

Определяем полную удельную энергию перед водосливом с учетом первоначального значения глубины колодца:

$$T_{02} = T_{01} + d_1 = 30 + 5,57 = 35,57 \text{ м} \quad (6.32)$$

Далее необходимо вычислить новые сопряженные глубины h_c' и h_c'' .

На данном этапе получают $\xi_{T_0} = 6,66$, по графику

$$\zeta_c' = 0,32 \text{ и } \zeta_c'' = 2,43.$$

$$h_c' = \zeta_c' \cdot h_{кр} = 0,32 \cdot 5,34 = 1,71 \text{ м}$$

$$h_c'' = \zeta_c'' \cdot h_{кр} = 2,43 \cdot 5,34 = 12,98 \text{ м}$$

Определяют новую глубину колодца d_2 по той же формуле, что и d_1 , подставляя новое найденное значение h_c''

$$\Delta z = \frac{36,88^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (0,9 \cdot 7,5)^2} - \frac{1,1 \cdot 36,88^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 12,98)^2} = 1,147 \text{ м}$$

$$d_2 = 1,1 \cdot 12,98 - (7,5 + 1,147) = 5,63 \text{ м}$$

Разница предыдущей глубины колодца d_1 и последующей глубины колодца d_2 составляет $d_2 - d_1 = 5,63 - 5,57 = 0,06 \text{ м}$.

$$\frac{d_2 - d_1}{d_1} = \frac{0,06}{5,57} = 0,038$$

По произведенным расчетам видно, что отогнанный прыжок может обеспечить водобойный колодец глубиной 5,63 м. Таким образом, в качестве гасителя энергии в НБ принят водобойный колодец с $h_k = 5,6 \text{ м}$.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d_k = 371 - 5,6 = 365,40$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

1. отсутствие растягивающих напряжений в плотине
2. устойчивость ее против сдвига по основанию

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая.

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

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 401 - 365,4 = 35,6 \text{ м.}$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d = 371,00 - 5,6 = 365,4 \text{ м;}$$

где d – глубина колодца.

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

$$B = 0,7h = 0,7 \cdot 35,6 = 24,90 \text{ м}$$

После построения оголовка плотины и участка сопряжения, выяснилось, что ширина подошвы плотины недостаточна. Поэтому, принято решение увеличить ширину до $B = 32$ м при заложении низовой грани $m_t = 0,9$.

6.3.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности плотины при неравномерной ее осадке и неравномерном распределении температуры по сечению бетонных массивов.

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков. Ширина секции составляет:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\delta} = 12 + 3 = 15 \text{ м,}$$

где b – пролет водосливного фронта;

δ_6 – толщина разрезного быка.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см

6.3.3 Быки

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

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,7 м.

Расстояние между затворами принимают 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устои

Курагинская ГЭС не имеет грунтовой плотины и проектируется на скальном основании. Поэтому назначен разделительный устой длиной 126 м, который будет отделять водослив от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя – разделение потоков водослива и здания ГЭС. Также назначен сопрягающий устой длиной 126 м, предназначенный для сопряжения водослива с берегом и правобережной глухой плотиной.

6.3.5 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин предусматривают устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею. Диаметр скважин принимают 20 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$, а также до верхней грани продольной галереи назначают при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (6.33)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, в случае ГТС I класса $\gamma_n = 1,25$;

$I_{кр,м}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины, для гравитационных плотин $I_{кр,м} = 25$;

H_d – напор над расчётным сечением, определяется по формуле:

$$H_d = \nabla НПУ - \nabla УНБ_{с.п.} = 401,00 - 373,5 = 27,50 \text{ м} \quad (6.34)$$

Таким образом условие принимает вид:

$$a_{др} \geq \frac{27,5 \cdot 1,25}{25}$$

$$a_{др} \geq 1,38$$

Назначают $a_{др} = 2$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

Принимается нижняя галерея для устройства дренажа шириной 2,5x3 м на отметке $\nabla=367,40$

Смотровая галерея на отметке $\nabla=383,00$, предусмотренная для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеет размер 2x2,5 м.

6.4 Конструирование элементов подземного контура плотины

6.4.1 Противофильтрационная завеса

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр.м}} = \frac{16,5 \cdot 1,25}{15} = 1,4 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где $J_{кр}$ – критический градиент напора в завесе, предварительно выбирается $J_{кр} = 15$;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения
 ΔH_3 – потери напора на завесе, считается по формуле:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{ас} = 27,5 - 11 = 16,5 \text{ м}, \quad (6.36)$$

где $H_{ас}$ – потери напора на цем. завесе. Согласно [12] принимают:

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 27,5 = 11 \text{ м}$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_{п} = (1,125 \div 2,75) \quad (6.37)$$

Принято значение из интервала $l_3 = 2,5$ м

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_d = 0,5 \cdot 27,5 = 13,75 \text{ м}$$

6.4.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи

Дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200мм.

Глубина скважин:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 16,5 = 9,9 \text{ м}$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа, принято 5 м.

6.5 Обоснование надежности и безопасности плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{508,13 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{12 + 3} = 9754,17 \text{ кН/м}, \quad (6.38)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad);

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Также определяют центр тяжести плотины.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_B = \frac{S_B \cdot \delta_B \cdot \rho_B \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{744,61 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{12 + 3} = 3573,42 \text{ кН/м}; \quad (6.39)$$

Вес плоского затвора определим по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g = 0,055 \cdot 114 \cdot \sqrt{114} \cdot 9,81 = 656,73 \text{ кН}, \quad (6.40)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (402 - 393,00 + 0,5) \cdot 12 = 114 \text{ м}^2 \quad (6.41)$$

Вес плоского затвора на 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{656,73}{12+3} = 43,78 \text{ кН/м} \quad (6.42)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 35,6^2}{2} = 6216,4 \text{ кН/м}, \quad (6.43)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 401,00 - 365,40 = 35,6 \text{ м}$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 8,10^2}{2} = 321,82 \text{ кН/м}, \quad (6.44)$$

$h_2 = \nabla_{\text{НБс. п.}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 401,00 - 365,40 = 8,10 \text{ м}$

- со стороны НБ – площадью поперечного сечения тела давления от $\nabla_{\text{НБс. п.}}$ до низовой грани:

$$W_H = \rho_w g S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 60,31 = 591,64 \text{ кН/м}, \quad (6.45)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H$ – площадь поперечного сечения тела давления; $S_{\text{ЭП}}^H = 60,31 \text{ м}^2$.

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы (при основном сочетании нагрузок и воздействий) и длиной – ширина подошвы плотины (принято $B=32\text{м}$).

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \rho_w g = 259,2 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 2540,16 \text{ кН/м}, \quad (6.46)$$

где $S_{\text{ЭП}}$ – площадь эюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая; $S_{\text{ЭП}} = 259,2 \text{ м}^2$.

6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

Эюра фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины, представляет собой две трапеции и треугольник (рис. 6.3):

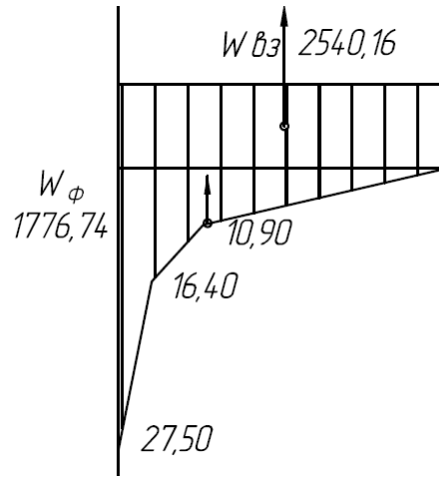


Рисунок 6.3 – Эпюра фильтрационного давления

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 181,3 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1776,74 \text{ кН/м}, \quad (6.47)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины; $S_{\text{эп}} = 181,3 \text{ м}^2$.

6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{22}{2} \right) = 9,1 \text{ кН/м}^3, \quad (6.48)$$

где: $h_{\text{н}}$ - толщина слоя наносов, принимаем равной 2 м;

$\varphi_{\text{н}}$ - угол внутреннего трения наносов, $\varphi_{\text{н}} = 22^\circ$;

$\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}}$ - удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимается равным: $\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{9,1 \cdot 2}{2} = 9,1 \text{ кН} \quad (6.49)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$P'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.50)$$

$$\varphi_{\text{гр}} = 39^\circ \text{ т}$$

$$c = 150 \text{ кПа}$$

$$P'_{гр} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{39}{2} \right) = -138,54 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$ где действуют вес наносов и грунта, активное давление:

$$P''_{гр} = (\gamma_n^{взв} \cdot h_n + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.51)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 25 - (1 - 0,029) \cdot 9,81 = 15,47 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.52)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,029$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 2$ м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 39^\circ$;

γ_w – удельный вес воды.

Таким образом:

$$P''_{гр} = (10 \cdot 2 + 15,47 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{39}{2} \right) = -131,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр:

$$E_a = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} h_{гр} = \frac{-138,54 - 131,5}{2} \cdot 2 = -270,04 \text{кН} \quad (6.53)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитывают в дальнейших расчётах.

6.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.54)$$

где, $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 6,22$ м;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности $h_{1\%} = 0,71$ м.

h_0 – средняя высота волны, считается по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,71^2}{6,22} = 0,25 \text{ м} \quad (6.55)$$

Таким образом:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 0,71 \cdot \left(\frac{6,22}{\pi} + \frac{0,25}{2} \right) = 7,31 \text{ кН}$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{6,22}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,71 = 0,72 \text{ м} \quad (6.56)$$

6.6 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.2, в которую внесены все нагрузки. Расчеты крайних значений занесены в таблицу 6.3.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD. Графическое изображение нагрузок представлено в [Г, рис. Г.1].

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Тв	1,0	→	6216,4	6216,4	11,86	73726,5
Тн	1,0	←	321,82	321,82	2,7	-868,91
Wн	1,0	↓	591,64	591,64	11,69	-6916,27
Gб	0,95	↓	3573,42	3394,75	7,59	-27122,26
Gпл	0,95	↓	9754,17	9266,46	5,09	-49648,73
Wвзв	1,0	↑	2540,16	2540,16	0	0
Wф	1,0	↑	1776,74	1776,74	7,34	13041,27
Ен	1,2	→	9,1	10,92	3,03	27,57
Wволн	1,0	→	7,31	7,31	29,28	214,04
qз	0,9	↓	43,78	39,4	14,99	-656,26

Таблица 6.3 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
------------	------------	------------	-------------	------------	------------

Напорная грань	-269,95	-349,236	0,00	-269,95	-349,236
Низовая грань	-291,01	-226,61	190,39	-79,46	-462,36

6.7 Критерии прочности плотины и ее основания

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.57)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,95$;

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} \quad (6.58)$$

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot |-472,16|}{0,95} = 2036 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

$$577,95 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 2660 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.59)$$

$$-269,95 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u \quad (6.60)$$

$$269,95 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 35,6 = 87,31 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.8 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n \quad (6.61)$$

$$R = (G_{\bar{o}} + G_{nl} - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot tg\varphi + E_{нас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{п}, \quad (6.62)$$

где φ – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;

$c = 150 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{под} \cdot 1 = 32 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$R = (3394,75 + 9266,46 - 2540,16 - 1776,74 + 39,4) \cdot tg39 + 150 \cdot 32$$

$$R = 12068,10 \text{ кН/м}$$

$$F = T_B - T_H - W_H + W_{волн} + E_H \quad (6.63)$$

$$F = 6216,4 - 321,82 - 591,64 + 7,31 + 10,92 = 5912,81 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{12068,10 \cdot 0,95}{5912,81 \cdot 1} \geq 1,25$$

$$1,43 \geq 1,25$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности. Следовательно, плотина устойчива.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Курагинского гидроузла

7.1 Общие сведения о районе строительства

Курагинский гидроузел расположен в Красноярском крае (Курагинский район) на реке Кизир в 9 км выше по течению от небольшого поселка Усть-Каспа.

Курагинский район

- Площадь района составляет 24,073 тыс. кв. км.
- Административный центр района — р.п. Курагино.
- Численность населения составляет 46 652 человека.
- Основные направления развития района – промышленное, сельскохозяйственное.

Река Кизир берет начало в хребте Крыжина. В верховьях протекает в узкой долине, порожиста; в нижнем течении распадается на рукава. Длина реки — 300 км, площадь бассейна — 9170 км²

Питание Кизира снеговое (преимущественно) плюс весеннее половодье.

Половодье наступает в начале июня, подъем половодья продолжается 45 дней, спад – 47 дней. За половодный период проходит в среднем 66% годового водного стока.

Дно русла твёрдое каменистое, в среднем течении встречаются пороги и шиверы. Русло реки в целом врезанное слабоизвилистое с относительно прямолинейными участками; в среднем и нижнем течении появляются участки широкопойменного разветвлённого русла), где ширина поймы местами достигает 1,3 км.

Средняя мутность воды 46 г/м³, расход взвешенных наносов 14 кг/с. Сток наносов в устье реки 0,44 млн т/год (91% стока наносов проходит в половодье).

Вода маломинерализованная. В речной воде повышено содержание сульфатов. По качеству вода соответствует чистой.

Климат в районе створа резко континентальный.

Средняя температура января - 21°С, средняя температура июля + 18°С.

Летом столбик термометра может подниматься выше + 35°С, а зимой опускаться ниже -40 °С.

Устойчивые морозы начинаются около 10 ноября и заканчиваются в середине марта. Замерзает река в ноябре, вскрывается в конце апреля.

Продолжительность периода с устойчивыми морозами составляет в среднем 135 дней.

В районе створа устойчивый снежный покров образуется в первой декаде ноября. Среднегодовое количество осадков составляет 1000 - 1500 мм.

Славится река Кизир своей прозрачной, чистой водой. Однако сегодня река стала гораздо грязнее, и это результат стоков золотодобывающего производства в Артемовске и Чибижске и промышленных отходов Краснокаменского железорудного предприятия.

Курагинская ГЭС располагается в таежной зоне Курагинского района. Горные берега реки покрывают таежные леса.

Рыболовные угодья. В районе Курагинского ГУ обитают более 10 видов промысловых рыб: таймень, ленок, хариус, речной или озерный сиг, щука, валец, налим и многие другие.

Тридцать один вид животных района занесен в "Красную Книгу": Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов

Также 6 видов млекопитающих, 15 видов птиц, 1 вид пресмыкающихся, 2 вида рыб и видов насекомых.

3 вида млекопитающих являются единичными в районе: красный волк, снежный барс и кабан. Кабана можно встретить на севере в подтайге и предгорной тайге. Предположительное место обитания снежных барсов - глухая тайга у истоков Кизира. Остальные три вида млекопитающих - соболь, бобр и северный таежный олень.

На территории района находится участок Сисимского заповедника где взяты под охрану пушные звери: бобр, выдра, норка и рыбы: таймень, ленок, хариус.

В районе существует охотничье хозяйство, которое выписывает лицензии на охоту на диких зверей и ловлю рыбы.

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 Кизир на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения.

Следовательно, в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Кизир необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Курагинского гидроузла 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 необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Подготовка ложа водохранилища;
2. Минимизация воздействия на окружающую среду из-за строительства гидроузла;
3. Выполнение защитных сооружений, включая берегоукрепление, возведение дамб для защиты земель и объектов от затопления;
4. Выполнение в полном объеме комплекса природоохранных, защитных и компенсационных мероприятий;
5. Предусмотреть места для размещения временных сооружений вы с учетом требований по охране окружающей среды.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

Курагинская ГЭС будет оказывать влияние на окружающую среду в виде изменения следующих показателей:

1. Повышение влажности
2. Изменения ветрового режима в прибрежной зоне
3. Изменение температурного и ледяного режимов водостока

Вышеперечисленное приводит к изменению природных условий в районе гидроузла, что сказывается на хозяйственной деятельности населения и жизни животных.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Кизир в нижнем бьефе Кизирского гидроузла;
3. Изменения экосистемы района строительства. Речной тип экосистемы изменится на озерный.

В рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин для обеспечения защиты конструкция от загрязнения грунтовыми водами.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

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.

- 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.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО – 2014 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ ;

q - удельный норматив образования;

ρ - плотность бетона, т/м³ .

$$M = \frac{N \cdot q}{100} = \frac{90000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 4050 \text{ т}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 46101001205 (ред. от 16.08.2016):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{120 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2,4 \text{ т} \quad , \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т;

q - удельный норматив образования, %;

ρ - удельный вес арматуры, т/м³;

Таким образом в результате строительства будет образовано 4050 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,4 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Курагинского гидроузла 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 10км от ГЭС находится населенный пункт – поселок Усть-Каспа, требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических факторов.

Также, согласно [34] требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Кизир от сбросов Кизирской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселка Усть-Каспа, в пределах промплощадок объектов Курагинской ГЭС регламентируется требованиями [34].

7.6 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах,
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспыления на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.7 Водоохранная зона

В соответствии с [31] и во исполнение требований [11] вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

В соответствии с [31] в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горюче-смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

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

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

- распашка земель;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

8 Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГТС

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Курагинская ГЭС, согласно проекту, относится к первому классу по количеству людей проживающих в зоне возможного затопления. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния Курагинской ГЭС основные сооружения должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

8.2 Опасные производственные факторы, действующие на предприятии

К опасным производственным факторам относятся:

- Наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- Наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;

- Наличие больших объёмов масла в маслохозяйстве и оборудовании;
- Наличие оборудования, при нормальной работе которого используется элегаз SF₆;

- Повышенный шум и вибрация;
- Низкие температуры воздуха в зимний период.

Работникам ГЭС выдаются в полном объёме средства защиты и спецодежда. Работники станции в обязательном порядке должны использовать её в рабочей деятельности.

При работе установок с элегазом используется сигнализация, указывающая на утечку газа.

При ремонтных работах устанавливаются защитные ограждения, а также вывешиваются соответствующие плакаты.

Все движущиеся части и оборудование, имеющие открытые токоведущие части, ограждаются стационарными ограждениями.

8.2.1 Обязанности работника в части охраны труда

До начала выполнения работ рабочий обязан:

- Пройти предварительный медицинский осмотр; при этом должен сообщить медицинской комиссии все данные о состоянии своего здоровья;
- Пройти при поступлении на работу, связанную с повышенной опасностью или ответственностью за безопасность, специальное психофизиологическое тестирование;
- Приступить к выполнению своих обязанностей только при положительном заключении медицинской комиссии или положительном результате тестирования на предмет возможности выполнять определенные работы по состоянию здоровья;
 - Получить инструктажи по безопасности производства работ:
 - Вводный – у работников службы охраны труда предприятия,
 - Первичный – у руководителя подразделения по отдельным программам с фиксацией в специальных журналах под роспись, инструктирующих и инструктируемого;
 - Повторный – от непосредственного руководителя работ;
 - Целевой.
 - Получить на руки под роспись инструкцию (инструкции) по охране труда по своей профессии, по безопасному производству определенных работ и другие нормативные документы по охране труда;
 - Пройти теоретическое и производственное обучение по охране труда;
 - Пройти проверку знаний норм охраны труда по своей профессии и видам поручаемых работ, получить при этом удостоверение с результатами проверки знаний;
 - Пройти, если это необходимо, до начала самостоятельной работы стажировку и дублирование по своей профессии или виду работ;

- Пройти специальную подготовку по оказанию первой помощи при несчастных случаях и травм на производстве;

- Проверить перед началом работы на своем рабочем месте наличие, комплектность и исправность необходимых средств защиты, приспособлений, ограждающих устройств, инструмента, приборов контроля и безопасности; сообщить своему непосредственному руководителю об имеющихся недостатках;

Работник не может приступать к работе, если не выполнен хотя бы один из предыдущих пунктов.

Подготовку рабочих мест с точки зрения техники безопасности осуществляет оперативная служба, служба охраны труда и другие, допущенные к данной деятельности службы.

Работник должен немедленно прекратить работу в случае проявления аварийной ситуации, опасности повреждения своего здоровья или здоровья окружающих людей или их гибели.

По окончании работы работник должен убрать рабочее место, сдать полученные средства защиты, инструмент и доложить об окончании работ своему непосредственному руководителю.

Все работы на Курагинской ГЭС производятся по нарядам-допускам, распоряжениям. Самовольное производство работ не допускается.

8.3 Противопожарная безопасность

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, а также, обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Территория Курагинской ГЭС находится в зоне с отдаленным расположением пожарных частей, поэтому предусматривается пожарная часть в непосредственной близости от станции, которая будет обслуживать как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

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

Объектами автоматического водяного пожаротушения Курагинской ГЭС являются:

- Гидрогенераторы (СВ840-150/52);
- Кабельные сооружения;
- Станционное маслохозяйство;
- Подпультные помещения.

На генераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, сигнализирующие о наличии возгорания. В качестве огнегасящего вещества

применяется распыленная вода. Вблизи лобовых вылетов обмоток статора размещают кольцевые трубопроводы с дренчерными оросителями. Включение системы пожаротушения – автоматическое, с действием от защит внутренних повреждений обмоток статора.

Для трансформатора предусматривается маслоприемник без отвода масла.

В туннелях с кабелями из сшитого полиэтилена 220 кВ предусматривается установка датчиков пожаротушения. На каждые 50 м туннеля предусмотрен 1 датчик. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен производиться обход и осмотр.

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4-10 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями 1 коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями осуществляются путем установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическими и дистанционным ручным управлением.

На подстанции построенной рядом необходимо иметь запас воды для тушения трансформаторов в течении тридцати минут. Тушение осуществляется с помощью кольцевых трубопроводов с дренчерными оросителями, которые образуют водяную завесу вокруг трансформатора.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является верхний бьеф.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованы и разделены секционными задвижками. Трубопроводы постоянно заполнены водой, расположены в помещениях с температурой не менее +5°C, прокладка производится открыто. Запорно-пусковые устройства устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируются следующие действия:

- Пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого запорно-пускового устройства по импульсу;
- Поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта;
- Пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не срабатывания системы;

- Пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе;
- Остановка насосов после прекращения пожара и закрытия запорно-пускового устройства через определенное время;
- Пуск насосов при опробовании дистанционно;
- Сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов;
- Об отсутствии напряжения питания насосов.

Каждое помещение (кабинеты РУСН, КРУЭ и т.п.) на Курагинской ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для каждого конкретного помещения. В данной инструкции должны отражаться: правила ПБ, номера НСС, дежурной пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности.

Подготовка инженерно – технических работников (ИТР), рабочих и служащих Курагинской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых включаются вопросы пожарной безопасности;
- Специальная подготовка персонала;
- Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- Проведение противопожарных тренировок с участием пожарных;
- Повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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

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

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным

программам. По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

9 Техничко – экономические показатели

9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение различных этапов, которые охватывают большой спектр разнообразных работ, начиная созданием котлована и заканчивая установкой оборудования. Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	56,25	135	135	135	135
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	225000	540000	540000	540000	540000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	2250	5400	5400	5400	5400
Объём реализации электроэнергии за год	МВт·ч	222750	534600	534600	534600	534600
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1175	1206	1235	1262	1289
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	261,731	644,728	660,231	674,665	689,099
НДС к выручке	млн.руб	43,622	107,455	110,039	112,444	114,850

9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании [34]. Текущие расходы посчитаны с учётом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унифицирования исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозов на среднесрочный и долгосрочный этап жизни проекта компании ОАО «РусГидро», а также всем дочерним организациям и зависимыми организациями ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчётов в рамках формирования прогнозных документов.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, так как характеризуют величину затрат на единицу продукции.

В данном случае текущие расходы 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 определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

Эксплуатационные расходы (табл. 9.2) ГЭС определяют на 1 МВт установленной мощности.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	34,452
Прочие	274,0	36,990
Итоги по ГЭС		71,442

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта, год	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 20	0,09
Свыше 21	0,1

Учитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро». Данные представлены в таблице 9.4

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	18,276
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 , тыс.руб/МВт·ч	1,280
ЦРФ (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,371
Итого		19,927

Текущие затраты по гидроузлу представлены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб	93,417	11,171	26,611	31,583	31,583
Расходы на страхование, млн.руб	8,377	8,446	23,877	26,665	26,362
Эксплуатационные затраты, млн.руб	29,768	71,442	71,442	71,442	71,442
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб	0,524	0,792	2,238	2,5	2,471
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб	8,303	19,927	19,927	19,927	19,927
Налог на воду, млн.руб	1,866	5,599	5,599	5,599	5,599
Итого, млн.руб	142,254	117,377	149,694	157,716	157,384

Значительное повышение затрат по гидроузлу за первый год исследуемого периода можно объяснить увеличением расходов на эксплуатационные нужды, т.к увеличивается количество оборудования..

В дальнейшие четыре года статья расходов увеличивается за счет страхования и ремонта производственных фондов, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал).

Текущие затраты за рассматриваемый период представлены на рисунке 9.1.

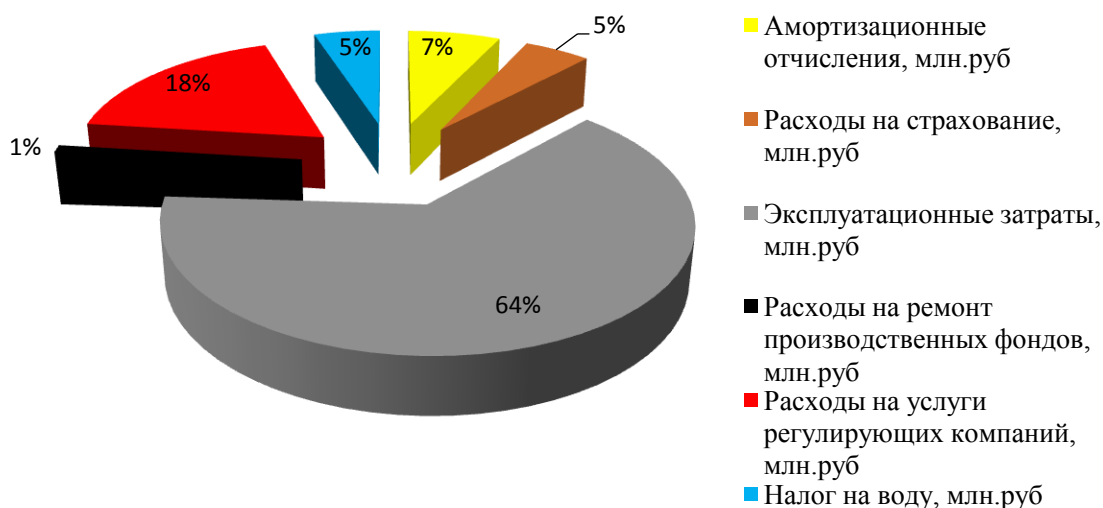


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы показывают отток денежных средств после строительства Курагинской ГЭС. Налогообложение является важным средством наполнения бюджета края и страны и осуществляется в соответствии с Налоговым Кодексом РФ [53].

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн.руб	166,999	183,562	186,976	186,365	188,005
НДС, млн.руб	121,514	56,314	55,758	258,604	264,324
Взносы в социальные фонды, млн.руб	77,214	72,114	72,114	72,114	72,114
Налог на имущество, млн.руб	19,372	44,172	61,282	60,587	59,892
Итого, млн.руб	385,553	356,587	376,553	578,094	584,759

Налоги, отчисляемые государству, увеличиваются пропорционально возрастающим доходам проекта. Что оказывает серьезное налоговое давление.

9.4 Оценка прибыли

Прибыль, является конечным результатом от реализации электроэнергии генерирующей компании. В конечном итоге она представляет собой разницу между ценой продукции и себестоимостью (табл. 9.7).

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млрд.руб	1,210	1,239	1,268	1,295	1,324
Текущие расходы, млрд.руб	0,117	0,150	0,158	0,157	0,157
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млрд.руб	0,915	0,915	0,938	0,928	0,942
Скорректированный налог на прибыль, млрд.руб	0,167	0,184	0,187	0,186	0,188
НОРАТ (чистая прибыль), млрд.руб	0,732	0,732	0,750	0,742	0,754
Ставка налога на прибыль, %	20,00				

Для большей наглядности представлен график чистой прибыли с начала строительства (Рисунок 9.2). Как видно после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата (2025год) наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод мощностей лишь наращивает прибыль.

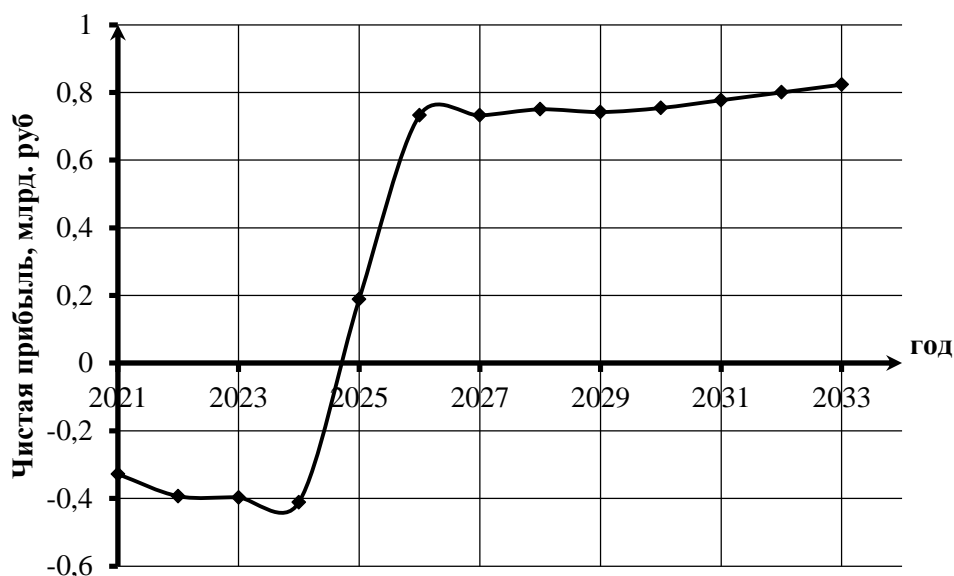


Рисунок 9.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность растёт объём продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощностью согласно сценарным условиям РусГидро [34].

9.5 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции

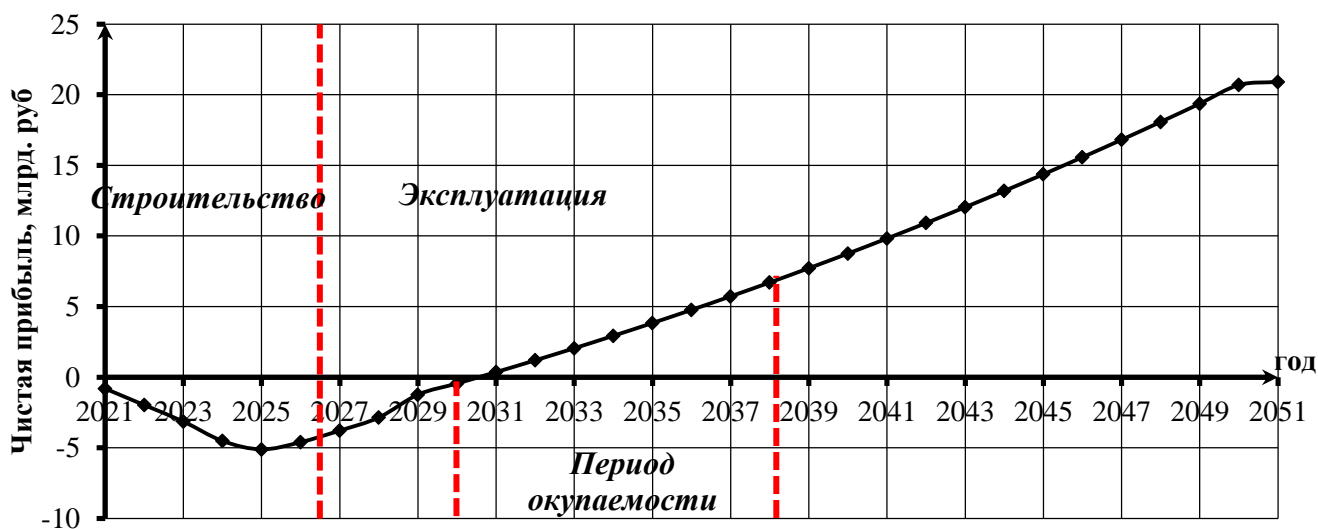


Рисунок 9.3 – График Cash-Flow

Первая часть графика в начальный период проекта находится в отрицательной стороне. Причина этому - высокие капиталовложения.

Из графика видно, что период окупаемости составляет восемь лет.

9.6 Оценка инвестиционного проекта

Главная цель инвестиционного проекта заключается в целесообразности реализации проекта с точки зрения заказчика [34].

9.6.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход (NPV);
2. Индекс прибыльности (PI);
3. Срок окупаемости (PP).

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами [4,27]:

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования Курагинской ГЭС составляет 20 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2021 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

9.7 Коммерческая эффективность

Коммерческая эффективность отражена в показателях, представленных в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта Курагинской ГЭС на реке Кизир

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	109
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	777,277
Индекс прибыльности – PI, руб	1,17
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	15,91
Себестоимость эл. энергии, руб/кВт·ч	0,13
Удельные капиталовложения, руб/кВт	126096,30

Индекс прибыльности PI больше нуля, себестоимость электроэнергии приемлемая. Следовательно, проект можно рассматривать, как экономически удачный и целесообразный

9.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности, отражают влияние результатов проекта на доходы федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов разных уровней формируется за счёт налоговых отчислений, которые представлены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб	99,654	102,795	371,326	317,589	320,446
В региональный бюджет, млн.руб	17,105	19,064	19,372	44,172	61,282
Налоговые поступления, млн.руб	116,759	121,859	390,698	361,761	381,728

Рост налоговых отчислений обоснован вводом новых мощностей и увеличением продажи электроэнергии и мощности.

9.9 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков, является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проводится анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- 1) Объем инвестиций (рисунок 9.4);
- 2) Цена сбыта (рисунок 9.5);
- 3) Ставки дисконтирования (рисунок 9.6).

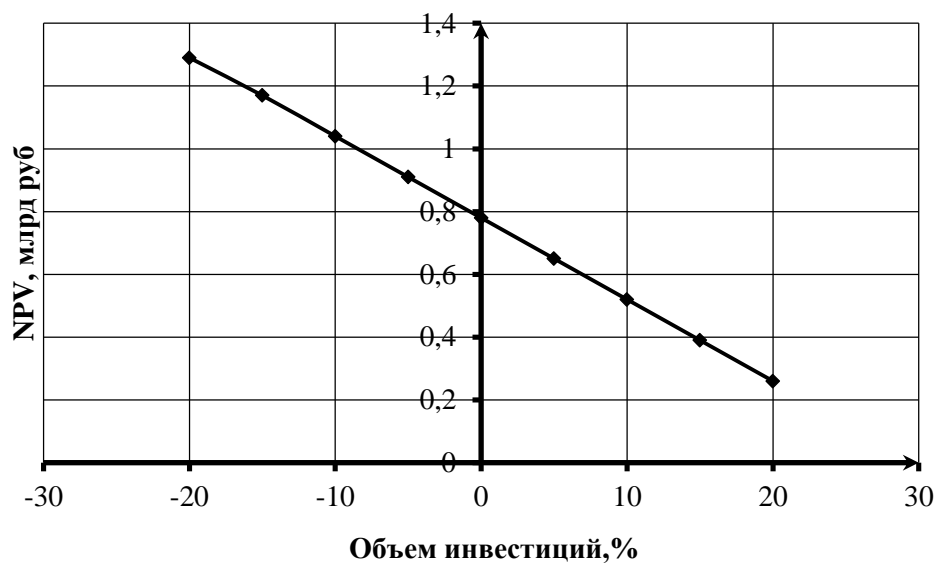


Рисунок 9.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

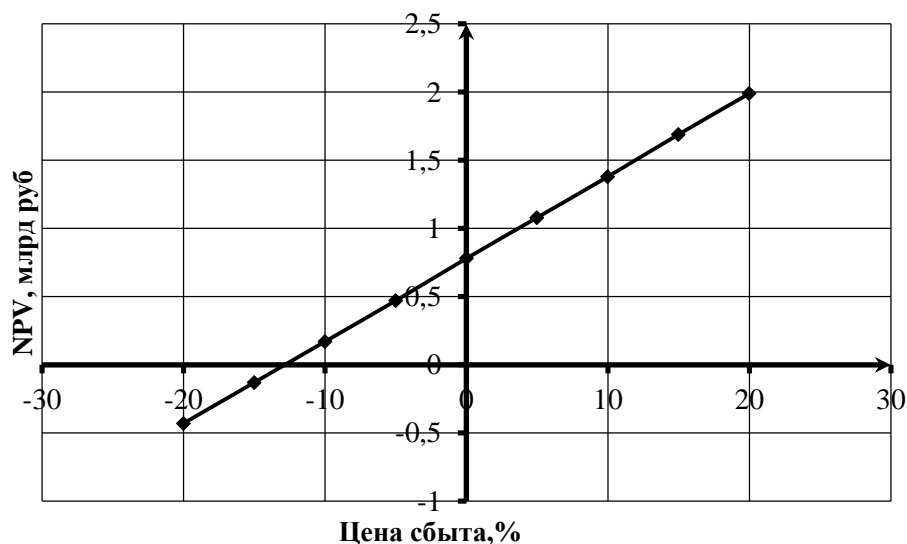


Рисунок 9.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

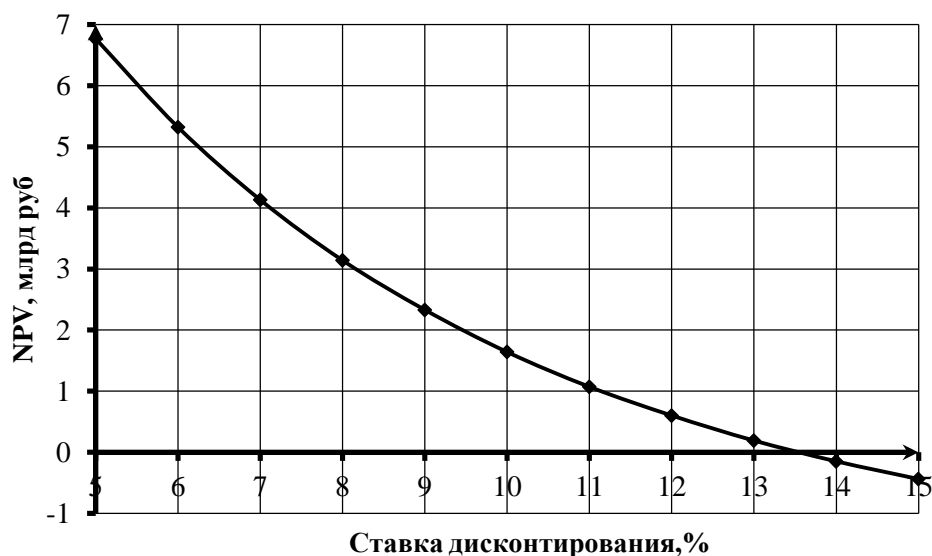


Рисунок 9.6 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Анализируя приведенные графики можно вывести следующие закономерности:

- Увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению доходности проекта;
- Увеличение цены сбыта приводит к увеличению доходности проекта;
- Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта;
- Наибольшее влияние на NPV оказывает ставка дисконтирования и цена сбыта продукции.

10 Оптимизация взаимодействия между малыми ГЭС и солнечными электростанциями

10.1 Исходные данные для оптимизации

10.1.1 Новотроицкая ГЭС

Новотроицкая ГЭС (НовГЭС) расположена в Изобильненском районе Ставропольского края на реке Егорлык (Большой Егорлык) вблизи города Солнечнодольска. Входит в состав Кубанских ГЭС (группа Сенгилеевских ГЭС), является его замыкающим гидроузлом.

Схема группы Сенгилеевских ГЭС размещена в [Д, рис.Д.1].

Основные характеристики гидроузла [6]:

- Годовая выработка электроэнергии равна 10,1 млн кВт·ч;
- Разновидность электростанции – плотинно – деривационная;
- Расчетный напор – 21,8 м;
- Электрическая мощность – 3,68 МВт.

На станции установлено две гидротурбины и два генератора одинаковых марок со следующими характеристиками:

- Тип турбин – радиально осевые (РО);
- Марка турбин – Ф123-ВБ-140;
- Расход через турбину – 10,33 м³/с;
- Марка генераторов – ВГС-325/29-24;
- Мощность генераторов равна 1,84 МВт.

Среднемесячные расходы, пропускаемые через Новотроицкий гидроузел, размещены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Среднемесячные расходы НовГЭС

месяц	Расход, м ³ /с
Январь	11,43
Февраль	11,53
Март	12,30
Апрель	15,26
Май	17,66
Июнь	18,69
Июль	18,12
Август	16,13
Сентябрь	11,24
Октябрь	11,04
Ноябрь	10,63
Декабрь	12,33

10.1.2 Река Егорлык

Егорлык (Большой Егорлык) – река в Предкавказье. Протекает в Ставропольском крае, Калмыкии и Ростовской области.

Основные характеристики реки:

- Длина – 448 км;
- Площадь водосборного бассейна – 15300 км²;
- Среднегодовой расход воды – 41,38 м³/с;
- Вид питания преимущественно за счет весенних талых вод, в меньшей степени, за счет грунтовых вод и летних ливней.

10.1.3 Инсоляция в Ставропольском крае

Инсоляция – это поток солнечной радиации на земную поверхность.

Согласно карте, изображенной на рисунке 10.1, суммарная солнечная радиация, поступающая на горизонтальную поверхность, составляет порядка 4400 – 4800 МДж/м².

Можно сделать вывод, что регион является одним из наиболее обеспеченных в России по количеству солнечной радиацией.



Рисунок 10.1 – Карта солнечной радиации

Данные показатели инсоляции делают Ставропольский край перспективным регионом для использования солнечных станций на его территории.

10.2 Программный комплекс Homer Energy

На данный момент существует множество программных комплексов (ПК), позволяющих в той или иной мере производить моделирование и

оптимизацию систем электроснабжения, использующих в своем составе возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

Для проработки вопроса был использован ПК Homer Energy. Одной из возможностей данной программы является оптимизация состава ВИЭ различных электроэнергетических систем и анализа их режимов.

Homer Energy позволяет оптимизировать структуру гибридного энергетического комплекса, построенного на базе разного рода ВИЭ. При этом программа позволяет определить оптимальное соотношение установленных мощностей принятого к расчету генерирующего оборудования [10].

Далее в ПК была рассмотрена оптимизация между малой ГЭС (Новотроицкой ГЭС) и солнечной электростанцией (СЭС), проект которой был создан в Homer Energy.

10.2.1 Оптимизация МГЭС и СЭС

Для запуска анализа в ПК необходимо собрать мнемосхему энергетического комплекса (рисунок 10.2). А также внести следующие данные в программу:

1. Применяемое оборудование (марка, мощность, стоимость и т.д.);
2. Нагрузка сети [7];
3. Гидрологический ряд реки Егорлык;
4. Солнечная инсоляция в районе Новотроицкой ГЭС.



Рисунок 10.2 – Мнемосхема энергетического комплекса в ПК Homer Energy.

На схеме изображены следующие элементы:

- Шины переменного (AC) и постоянного (DC) тока;
- Гидротурбины (ГТ);
- Инвертор - преобразователь постоянного тока в переменный ток;
- Аккумуляторные батареи (АБ);
- Проектируемая солнечная электростанция (СЭС);
- Нагрузка сети.

В качестве преобразователя инсоляции в электрический ток выбран солнечный модуль HVL-290/НЛТ фирмы «Хевел» [8]. Внешний вид модуля показан на рисунке 10.3, параметры размещены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Параметры солнечного модуля HVL-290/НТ

Параметр	Значение
Номинальная мощность	290 Вт
Эффективность	17,32%
Гарантия производителя	25 лет
Рабочая температура	От -40 до +85 °С
Размеры (ДхШхТ)	1671x1002x42мм



Рисунок 10.3 - Солнечный модуль HVL-290/НТ

С заданными параметрами был проведен расчет выработки электроэнергии МГЭС и СЭС. В ходе анализа получено распределение, изображенное на рисунке 10.4. Данные по выработке расположены в таблице 10.3.



Рисунок 10.4 – Распределение выработки электроэнергии от МГЭС и СЭС

Таблица 10.3 – Данные по выработке электрической энергии

Источник	кВт · ч/год	Доля замещения, %
СЭС	4 025 252	18,3
МГЭС	17 993 790	81,7
Итого	22 019 042	100

10.3 Эффективность принятого решения

Применение солнечной электроустановки в комплексе с малой ГЭС возможно реализовать в двух вариантах:

1. Подключение МГЭС и СЭС параллельно друг другу на одну систему СШ;

2. Подключение СЭС в собственные нужды (СН) МГЭС [9].

Оба варианта увеличивают установленную мощность энергообъекта. Но в первом варианте необходимо установить повышающий трансформатор для связи со сборными шинами распределительного устройства малой ГЭС. Что ведет к увеличению капиталовложений в данном варианте.

Во втором варианте потребление СН МГЭС во время дневных пиков нагрузки будет покрывать генерация СЭС. Так как в СЭС были приняты поликристаллические солнечные модули, которые имеют высокий КПД при пасмурной погоде относительно других типов модулей, генерация СЭС в дневное время суток будет эффективной. Тем самым данный комплекс вырабатывает больше экологически чистой электроэнергии.

Данные решения являются типовыми и могут быть применены на других энергообъектах со схожими исходными данными.

По проделанной работе можно сделать соответствующие выводы:

- Произведена оптимизация между Новотроицкой ГЭС. и запроектированной солнечной электростанцией.

- Подтверждена перспективность СЭС в регионах с высокой инсоляцией.

- Представлена возможность повышения эффективности потребителей в двух типовых вариантах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Вода России» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://water-rf.ru/> Водные_объекты/2263/Шинда. Загл. с экрана.
2. «Кизир» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Кизир>. Загл. с экрана.
3. «Курагинский район» [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://www.nikava.ru/news/read/mo_kuraginskij_r.html. Загл. с экрана.
4. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
5. «Энциклопедия Красноярского края» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://my.krskstate.ru/docs/regions/kuraginskiy-rayon/>. Загл. с экрана.
6. «РусГидро» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.kkges.rushydro.ru/hpp/seng/novotrhpp/> Новотроицкая ГЭС. Загл. с экрана.
7. «СО ЕЭС» [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.soups.ru/functioning/ees/oes-south/oes-south-indicators/oes-south-gen-consump-hour/?tx_mscdugraph_pi%5Bcontroller%5D=Graph&tx_mscdugraph_pi%5Baction2%5D=fullview&tx_mscdugraph_pi%5BviewDate%5D=2020-06-22 Факт генерации и потребления ОЭС Юга. Загл. с экрана.
8. «Хевел» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.hevelsolar.com/> Солнечная энергетика. Загл. с экрана.
9. А. В. Амельчаков Разработка предложений по внедрению возобновляемых источников энергии в схему собственных нужд малых ГЭС: дис. магистра: 13.03.02. – Саяногорск, 2020. – 54 с.
10. Ачитаев А.А., А.А. Жидков, М.В. Кашурников. Оценка эффективности использования возобновляемых источников энергии с учетом необходимости выработки тепловой энергии.//Известия НТЦ Единой Энергетической системы. – 2019. - №1. – С. 132-142.
11. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 г (изм.8.12.2016 г.). № 74 ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 8 с декабря 2020 г. № 74 ст. 65.
12. 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, 114 стр.
13. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие/Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584с.
14. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению

курсового проекта и выпускной квалификационной работы./ Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: СФУ; Саяно-Шушенский филиал, 2016.- 64с.

15. Гидротехнические сооружения: учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В Малахов и др. – М. : АСВ, 2011. - Ч.1. – 536 с.

16. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат, 1990. 366с.

17. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семьи электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

18. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

19. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затева Е.Ю. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 стр.

20. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] // ЗАО «Энергомаш». – Режим доступа: <http://www.12v.ru/>

21. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс]// ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа : <http://www.ea.spb.ru/>

22. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>

23. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>

24. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа : <http://www.zavod-razryad.ru/>

25. Каталог «Разъединители». [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

26. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Трансна». – Режим доступа: <https://transna.pulscen.ru/>

27. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>

28. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва :Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.

29. Нормативный документ «Стратегия социально-экономического развития МО Курагинский район до 2030 года».

30. Постановление Правительства РФ №986 «О классификации гидротехнических сооружений». – Москва: Правительство Российской Федерации, 2013. – 9с.

31. Постановление [Электронный ресурс] // Правительства РФ – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=113670>
32. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. 7-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1998. — 608 с.
33. Приказ ОАО «РусГидро» «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг». – Москва: ПАО «РусГидро», 2016. – 22с.
34. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>
35. СНиП 2.06.04.82 Нагрузки и Воздействия на ГТС – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
36. СП 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения». – М: Минздрав России, 2020.
37. СП 40. 13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
38. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
39. Справочник гидроэлектростанции России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
40. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
41. Стандарт организации ПАО «РусГидро». Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанции и гидроаккумулирующих электростанций / РАО «ЕЭС России». – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
42. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 30.10.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 47 с.
43. 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.
44. 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.
45. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
46. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

47. СТО 56947007-29.240.124-2012 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. – Введ. 09.07.2012 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012 – 34с.
48. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.
49. СТО 56947007-29.240.35.146-2013 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанции с применением КРУЭ. – Введ. 03.06.2013 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2013 – 21с.
50. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с
51. Техническая политика ПАО «РусГидро» / РАО «ЕЭС России». – Москва, 2015.
52. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
53. 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.
54. Электрическая часть электростанций и подстанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно – энергетические расчеты

Таблица А.1 - Гидрологический ряд р. Кизир за период 1932-1983гг.

	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1	1932	132	60	52	326	940	1486	692	640	590	460	320	100	483
2	1933	76	70	60	326	1694	1496	870	818	696	590	384	104	599
3	1934	68	66	68	244	1908	1594	668	612	722	522	262	106	570
4	1935	64	52	46	224	1168	908	752	754	670	450	246	84	452
5	1936	68	54	44	170	1450	1408	658	660	498	454	216	100	482
6	1937	78	74	68	242	1046	1632	1136	870	784	536	266	110	570
7	1938	72	58	52	556	1686	1156	868	862	694	588	324	108	585
8	1939	72	80	72	520	1620	1472	1086	868	828	616	352	142	644
9	1940	56	42	34	312	1376	1028	924	702	574	406	240	82	481
10	1941	76	68	66	254	1132	1100	772	650	652	456	244	118	466
11	1942	74	66	56	220	1674	1790	964	880	688	496	278	96	607
12	1943	58	50	44	328	1124	1158	872	726	542	436	214	92	470
13	1944	52	44	42	252	1052	912	546	480	480	360	156	80	371
14	1945	66	44	40	440	1382	1202	654	682	505	476	188	96	481
15	1946	68	56	48	228	900	710	548	528	480	334	196	106	350
16	1947	68	56	46	504	1404	1148	794	786	836	534	240	90	542
17	1948	66	60	58	276	1366	856	620	700	760	452	190	108	459
18	1949	84	74	56	504	1972	1704	1136	932	820	616	342	116	696
19	1950	74	76	64	200	1238	968	790	744	740	462	234	102	474
20	1951	70	60	52	192	1442	1256	628	574	708	464	196	98	478
21	1952	66	62	54	210	1658	1162	628	688	630	424	212	86	490
22	1953	86	84	66	536	2066	1972	1178	876	732	654	370	134	730
23	1954	66	50	44	164	1344	1048	688	678	524	368	150	92	435
24	1955	60	42	40	204	834	1246	924	778	676	444	268	82	467
25	1956	62	52	42	214	1360	1774	802	676	656	510	224	78	538
26	1957	92	48	34	200	1208	1130	704	588	692	450	224	82	454
27	1958	68	58	48	210	994	1222	578	590	698	420	230	92	434
28	1959	56	48	44	238	1220	1328	744	632	488	358	148	96	450
29	1960	70	60	58	246	1218	1496	818	572	582	400	144	108	481
30	1961	74	76	66	472	1242	1200	836	886	820	452	162	100	532
31	1962	74	72	72	342	1324	1304	806	668	654	488	254	106	514
32	1963	106	78	74	252	1520	1050	766	598	478	396	208	124	471
33	1964	76	64	50	234	1388	1158	760	602	536	392	190	92	462
34	1965	90	92	90	366	1026	796	554	536	596	372	174	110	400
35	1966	84	70	70	274	1536	998	456	574	660	150	264	108	437
36	1967	72	60	84	438	1694	1600	892	868	584	386	174	114	581
37	1968	94	70	76	470	1416	1000	794	870	614	412	176	124	510
38	1969	60	50	46	340	1148	1896	550	592	540	360	108	102	483
39	1970	86	30	16	404	1598	1430	526	556	532	398	246	98	493
40	1971	76	72	78	384	1450	1380	768	740	554	456	198	100	521
41	1972	74	70	66	536	1916	1742	1200	840	672	456	352	94	668
42	1973	56	52	62	268	1158	1168	890	628	540	348	144	76	449
43	1974	36	36	34	502	1456	1340	826	686	576	408	252	92	520
44	1975	54	78	54	376	1858	1676	588	566	574	398	244	100	547
45	1976	76	56	48	286	1464	1384	682	576	576	414	244	120	494
46	1977	58	36	32	178	868	820	568	474	378	236	176	78	325
47	1978	60	28	18	266	1334	1686	676	582	506	364	370	144	503
48	1979	36	52	42	202	1324	1164	494	634	410	180	234	82	405
49	1980	82	78	64	304	1480	940	726	484	444	324	332	60	443
50	1981	74	72	76	492	1742	1208	602	874	568	358	342	132	545
Сред		71	60	54	319	1388	1286	760	688	615	430	238	101	500

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчет эмпирических кривых обеспеченности среднегодового, среднемеженного и среднеполоводного расходов

m	P, %	$Q_{\text{ср.год}}$	$Q_{\text{ср.половодный}}$	$Q_{\text{ср.меженный}}$
1	1,39	730	2066	90
2	3,37	696	2058	74
3	5,36	668	1978	72
4	7,34	644	1972	72
5	9,33	607	1908	72
6	11,31	599	1896	72
7	13,29	585	1790	70
8	15,28	581	1774	70
9	17,26	570	1742	68
10	19,25	570	1694	66
11	21,23	547	1694	66
12	23,21	545	1686	66
13	25,20	542	1686	66
14	27,18	538	1672	66
15	29,17	532	1658	64
16	31,15	521	1620	60
17	33,13	520	1598	60
18	35,12	514	1580	60
19	37,10	510	1536	58
20	39,09	503	1520	58
21	41,07	494	1510	56
22	43,06	493	1496	56
23	45,04	490	1486	54
24	47,02	483	1464	54
25	49,01	482	1456	52
26	50,99	481	1450	52
27	52,98	481	1442	52
28	54,96	481	1416	52
29	56,94	478	1404	50
30	58,93	478	1388	48
31	60,91	474	1384	48
32	62,90	471	1376	48
33	64,88	470	1366	46
34	66,87	467	1344	46
35	68,85	466	1328	46
36	70,83	462	1324	44
37	72,82	459	1246	44
38	74,80	455	1242	44
39	76,79	452	1238	44
40	78,77	450	1208	42
41	80,75	449	1202	42
42	82,74	445	1182	40
43	84,72	437	1168	40
44	86,71	435	1168	36
45	88,69	434	1158	34
46	90,67	405	1132	34
47	92,66	400	1052	34
48	94,64	371	1026	32
49	96,63	350	900	18
50	98,61	325	868	16

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	36	52	42	202	1324	1164	494	634	410	180	234	82
$Q_{и}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	1	0	2	13	12	5	6	4	2	2	1
$Q_{ф}, \text{ м}^3/\text{с}$	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
$Q_{л}, \text{ м}^3/\text{с}$	8	4	4	-12	-16	0	0	0	0	0	4	8
$Q_{рыба}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	19	12	0	0	0
$Q_{сум}, \text{ м}^3/\text{с}$	12	9	8	-6	1	16	9	29	20	6	10	13
$Q_{пол}, \text{ м}^3/\text{с}$	24	43	34	208	1323	1148	485	605	390	174	224	69
$Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$	350											
Режим работы по бытовому стоку												
$Q_{пол}, \text{ м}^3/\text{с}$	24	43	34	208	1323	1148	485	605	390	174	224	69
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	401											
$Z_{НБ}, \text{ м}$	371,44	371,70	371,58	372,87	376,73	376,40	374,45	374,94	373,98	372,62	373,59	372,02
$H, \text{ м}$	29,26	29,00	29,12	27,83	23,97	24,30	26,25	25,76	26,72	28,08	27,11	28,68
$N_{быт}, \text{ МВт}$	6	11	9	52	282	248	113	139	93	44	54	18
Режим работы по требованиям ВХК												
$Q_{ВХК}$	350											
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	401											
$Z_{НБ}, \text{ м}$	374,51	374,51	374,51	373,77	373,77	373,77	373,77	373,77	373,77	373,77	374,51	374,51
$H, \text{ м}$	26,19	26,19	26,19	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,19	26,19
$N_{ВХК}, \text{ МВт}$	82	82	82	84	84	84	84	84	84	84	82	82
Сравнение режимов												
$N_{быт}, \text{ МВт}$	6	11	9	52	282	248	113	139	93	44	54	18
$N_{ВХК}, \text{ МВт}$	82	82	82	84	84	84	84	84	84	84	82	82
$N_{быт}-N_{ВХК}, \text{ МВт}$	-75	-70	-73	-32	198	164	29	55	9	-40	-28	-64

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

1-ая итерация																					
Месяц	Q _{быт}	Q _и	Q _ф	Q _л	Q _{рыб}	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{турб}	Q _{ВХК}	Q _{НБ}	Q _{х.сб}	V _{нач}	d V	V _{кон}	Z _{начВБ}	Z _{конВБ}	Z _{ср}	Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{гар}
X	180	2	4	0	0	174	143,4	318	350	322	0	12,71	0,45	12,34	401,00	400,59	400,80	373,60	26,89	76	76
XI	234	2	4	4	0	224	254,6	478	350	482	0	12,34	0,66	11,68	400,59	399,82	400,21	375,24	24,67	105	105
XII	82	1	4	8	0	69	518,4	588	350	592	0	11,68	1,34	10,33	399,82	398,07	398,95	375,70	22,95	120	120
I	36	0	4	8	0	24	630,2	654	350	658	0	10,33	1,63	8,70	398,07	395,65	396,86	375,94	20,62	120	120
II	52	1	4	4	0	43	607,3	651	350	655	0	8,70	1,57	7,13	395,65	393,07	394,36	375,93	18,13	105	105
III	42	0	4	4	0	34	494,8	528	350	532	0	7,13	1,28	5,84	393,07	390,78	391,92	375,46	16,16	76	76
IV	202	2	4	-12	0	208	138,0	346	350	350	0	5,84	0,36	5,49	390,78	390,10	390,44	373,77	16,38	50	
V	1324	13	4	-16	0	1323	-977	346	350	350	0	5,49	-2,53	8,02	390,10	394,56	392,33	373,77	18,27	56	
VI	1164	12	4	0	0	1148	-802	346	350	350	0	8,02	-2,08	10,10	394,56	397,74	396,15	373,77	22,08	68	
VII	494	5	4	0	0	485	-139	346	350	350	0	10,10	-0,36	10,46	397,74	398,25	397,99	373,77	23,93	74	
VIII	634	6	4	0	19	605	-278	327	350	350	0	10,46	-0,72	11,18	398,25	399,20	398,72	373,77	24,66	72	
IX	410	4	4	0	12	390	-56	334	350	350	0	11,18	-0,14	11,32	399,20	399,39	399,29	373,77	25,23	75	

Таблица А.5 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по правильному варианту гарантированной мощности

2-ая итерация																					
Месяц	Q _{быт}	Q _и	Q _ф	Q _л	Q _{рыб}	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{турб}	Q _{ВХК}	Q _{НБ}	Q _{х.сб}	V _{нач}	d V	V _{кон}	Z _{начВБ}	Z _{конВБ}	Z _{ср}	Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{гар}
X	180	2	4	0	0	174	172	346	350	350	0	12,71	0,45	12,26	401,00	400,51	400,76	373,77	26,69	82	
XI	234	2	4	4	0	224	186	410	350	414	0	12,26	0,48	11,78	400,51	399,95	400,23	374,89	25,04	91	91
XII	82	1	4	8	0	69	438	507	350	511	0	11,78	1,14	10,65	399,95	398,50	399,22	375,37	23,55	106	106
I	36	0	4	8	0	24	528	552	350	556	0	10,65	1,37	9,28	398,50	396,54	397,52	375,56	21,66	106	106
II	52	1	4	4	0	43	474	517	350	521	0	9,28	1,23	8,05	396,54	394,61	395,57	375,41	19,86	91	91
III	42	0	4	4	0	34	313	346	350	350	0	8,05	0,81	7,24	394,61	393,26	393,93	374,52	19,12	59	
IV	202	2	4	-12	0	208	139	346	350	350	0	7,24	0,36	6,88	393,26	392,64	392,95	373,77	18,88	58	
V	1324	13	4	-16	0	1323	-976	346	350	350	0	6,88	-2,53	9,41	392,65	396,74	394,69	373,77	20,62	64	
VI	1164	12	4	0	0	1148	-802	346	350	350	0	9,41	-2,08	11,49	396,74	399,59	398,16	373,77	24,10	74	
VII	494	5	4	0	0	485	-139	346	350	350	0	11,49	-0,36	11,85	399,59	400,03	399,81	373,77	25,74	79	
VIII	634	6	4	0	19	605	-277	327	350	350	0	11,85	-0,72	12,57	400,03	400,85	400,44	373,77	26,37	77	
IX	410	4	4	0	12	390	-56	334	350	350	0	12,57	-0,14	12,71	400,85	401,00	400,92	373,77	26,85	80	

Продолжение приложения А

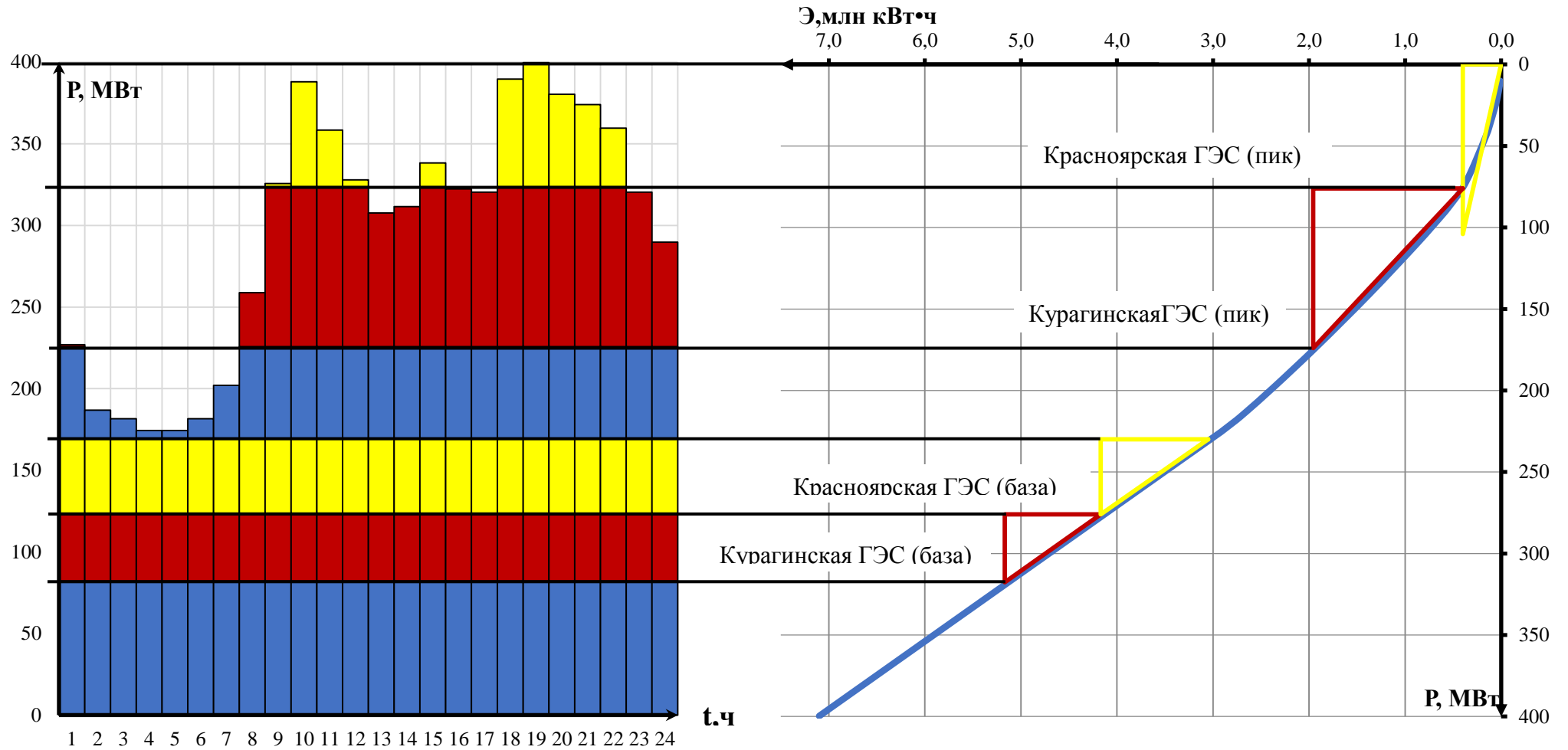


Рисунок А.1- График нагрузки и ИКН (январь)

Продолжение приложения А

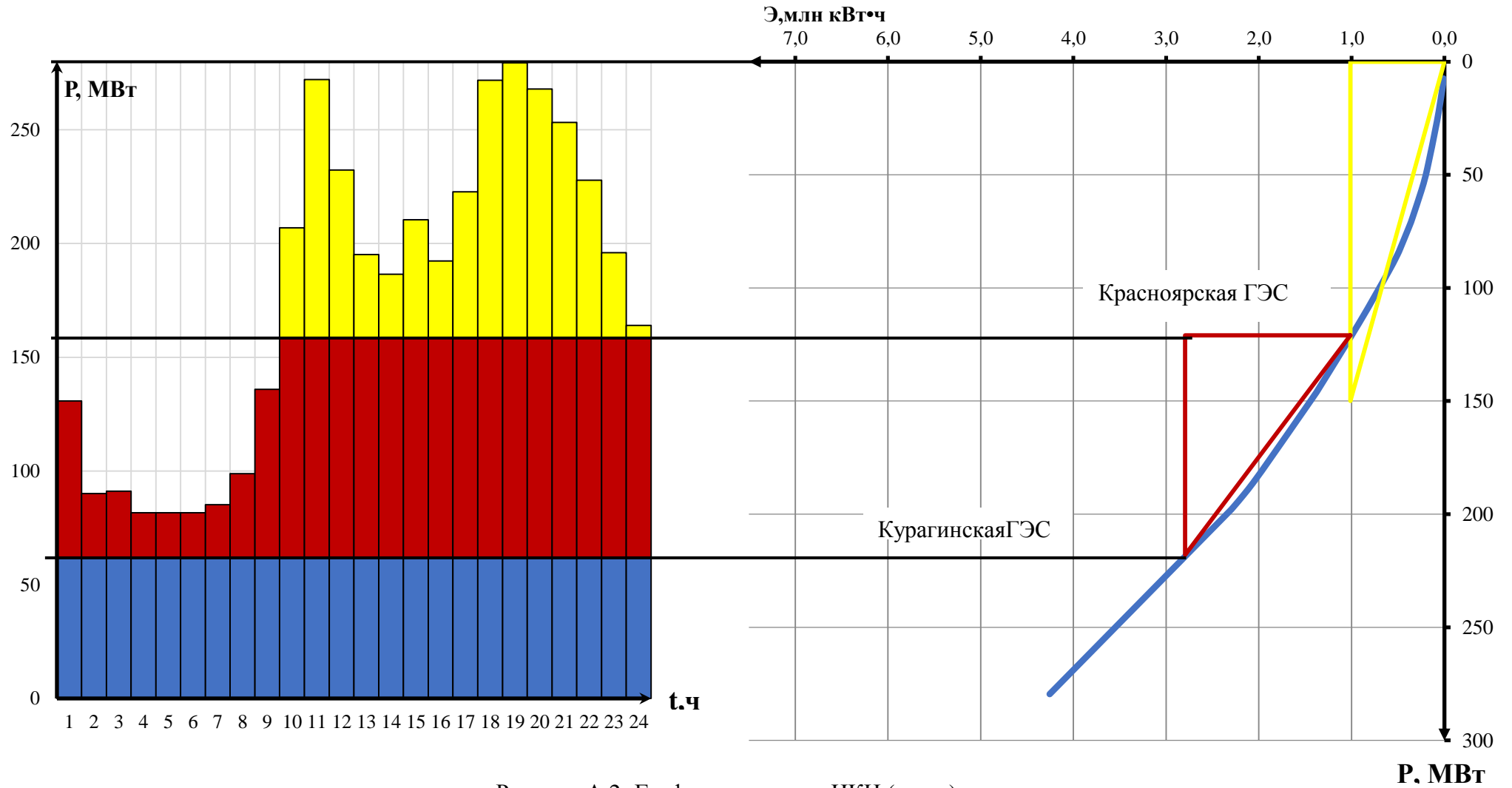


Рисунок А.2- График нагрузки и ИКН (июнь)

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Баланс мощностей

Месяцы	Энергосистема, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт		
	P_{\max}	$P_{\text{нагр}}$	$P_{\text{авар}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{авар}}$
I	398	12	40	129	6		124	6		140		40
II	382	11	38	108	6		134	6		140		38
III	356	11	36	114	5		126	6		116		36
IV	324	10	32	72	3		149	6		103		32
V	298	9	30	78	3		129	5		91		30
VI	282	8	28	101	4		122	5		59	12	28
VII	282	8	28	102	4		121	5		59	12	28
VIII	298	9	30	93	4		114	5		91		30
IX	324	10	32	96	4		129	6	21	103		32
X	356	11	36	94	4	23	146	6		116		36
XI	382	11	38	114	6		128	6		140		38
XII	398	12	40	130	6		124	6		140		40

Окончание приложения А

Таблица А.7 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году по отметкам

Месяц	Q _{быг}	Q _и	Q _ф	Q _л	Q _{рыб}	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{турб}	Q _{ВХК}	Q _{НБ}	Q _{х.сб}	V _{нач}	d V	V _{кон}	Z _{начВБ}	Z _{конВБ}	Z _{ср}	Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{гар}	Э
X	379	2	4	0	0	373	100	473	350	477	0	12,71	0,26	12,45	401,00	400,72	400,86	374,41	26,15	110		0,082
XI	234	2	4	4	0	224	180	404	350	408	0	12,45	0,47	11,98	400,72	400,19	400,45	374,85	25,30	91	91	0,065
XII	89	1	4	8	0	76	330	406	350	410	0	11,98	0,86	11,13	400,19	399,14	399,66	374,87	24,49	89	106	0,066
I	50	0	4	8	0	38	500	538	350	542	0	11,13	1,30	9,83	399,14	397,36	398,25	375,50	22,45	107	106	0,080
II	52	1	4	4	0	43	450	493	350	497	0	9,83	1,17	8,67	397,36	395,60	396,48	375,31	20,87	92	91	0,062
III	42	0	4	4	0	34	339	373	350	377	0	8,67	0,88	7,79	395,60	394,18	394,89	374,68	19,91	66		0,049
IV	401	2	4	-12	0	407	350	757	350	761	0	7,79	0,91	6,88	394,18	392,64	393,41	375,46	17,65	119		0,086
V	1529	13	4	-16	0	1528	-1100	428	350	432	0	6,88	-2,85	9,73	392,65	397,21	394,93	374,20	20,43	78		0,058
VI	1267	12	4	0	0	1251	-870	381	350	385	0	9,73	-2,26	11,99	397,21	400,19	398,70	373,96	24,44	83		0,060
VII	634	5	4	0	0	625	-279	346	350	350	0	11,99	-0,72	12,71	400,19	401,00	400,60	373,77	26,53	82		0,061
VIII	684	6	4	0	19	655	0	655	350	678	0	12,71	0,00	12,71	401,00	401,00	401,00	375,20	25,50	149		0,111
IX	417	4	4	0	12	397	0	397	350	413	0	12,71	0,00	12,71	401,00	401,00	401,00	374,10	26,60	94		0,068

Таблица А.8 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году по мощностям

Месяц	Q _{быг}	Q _и	Q _ф	Q _л	Q _{рыб}	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{турб}	Q _{ВХК}	Q _{НБ}	Q _{х.сб}	V _{нач}	d V	V _{кон}	Z _{начВБ}	Z _{конВБ}	Z _{ср}	Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{гар}	Э
X	379	2	4	0	0	373	100	473	350	477	0	12,71	0,26	12,45	401,00	400,72	400,86	374,41	26,15	110		0,082
XI	234	2	4	4	0	224	228	451	350	456	0	12,45	0,59	11,86	400,72	400,04	400,38	375,11	24,97	100	91	0,072
XII	89	1	4	8	0	76	420	496	350	500	0	11,86	1,09	10,77	400,04	398,67	399,36	375,32	23,74	105	106	0,078
I	50	0	4	8	0	38	489	526	350	530	0	10,77	1,27	9,51	398,67	396,88	397,78	375,45	22,02	103	106	0,077
II	52	1	4	4	0	43	469	512	350	516	0	9,51	1,21	8,29	396,88	395,00	395,94	375,39	20,25	92	91	0,062
III	42	0	4	4	0	34	285	319	350	323	0	8,29	0,74	7,55	395,00	393,79	394,39	374,34	19,76	56		0,042
IV	401	2	4	-12	0	407	260	667	350	671	0	7,55	0,67	6,88	393,79	392,64	393,21	375,18	17,74	105		0,076
V	1529	13	4	-16	0	1528	-1100	428	350	432	0	6,88	-2,85	9,73	392,65	397,21	394,92	374,20	20,43	78		0,058
VI	1267	12	4	0	0	1251	-900	351	350	355	0	9,73	-2,33	12,06	397,21	400,28	398,74	373,80	24,65	77		0,055
VII	634	5	4	0	0	625	-250	375	350	379	0	12,06	-0,65	12,71	400,28	401,00	400,64	373,93	26,41	88		0,066
VIII	684	6	4	0	19	655	0	655	350	678	0	12,71	0,00	12,71	401,00	401,00	401,00	375,20	25,50	149		0,111
IX	417	4	4	0	12	397	0	397	350	413	0	12,71	0,00	12,71	401,00	401,00	401,00	374,10	26,60	94		0,068

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

Параметры	ПЛ30а			ПЛ30б		
	4,75	5,6	6,7	4,75	5,6	6,7
D_1 , м	4,75	5,6	6,7	4,75	5,6	6,7
η_T , о.е	0,924	0,926	0,927	0,922	0,924	0,925
$N_{арр}$, кВт	38388	53445	76638	38304	53333	76485
$Z'_{арр}$, шт	3,65	2,62	1,83	3,65	2,63	1,83
$Z_{арр}$, шт	4	3	2	4	3	2
$N'_{арр}$, кВт	35000	46667	70000	35000	46667	70000
Δ_1	1,042	1,043	1,045	1,037	1,039	1,041
n' , об/мин	129,70	110,11	92,11	133,52	113,36	94,83
$n'_{синх}$, об/мин	125	107,1	93,8	136,4	115,4	93,8
$n'_{I\max}$, об/мин	139,5	140,8	147,4	152,6	152,0	147,7
$n'_{I\text{расч}}$, об/мин	121,4	122,6	128,3	132,8	132,3	128,6
$n'_{I\min}$, об/мин	110,9	111,9	117,2	121,3	120,9	117,4
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,483	1,422	1,491	1,483	1,422	1,491
$Q'_{\max} \cdot \eta_T$	1,130	1,084	1,136	1,130	1,084	1,136

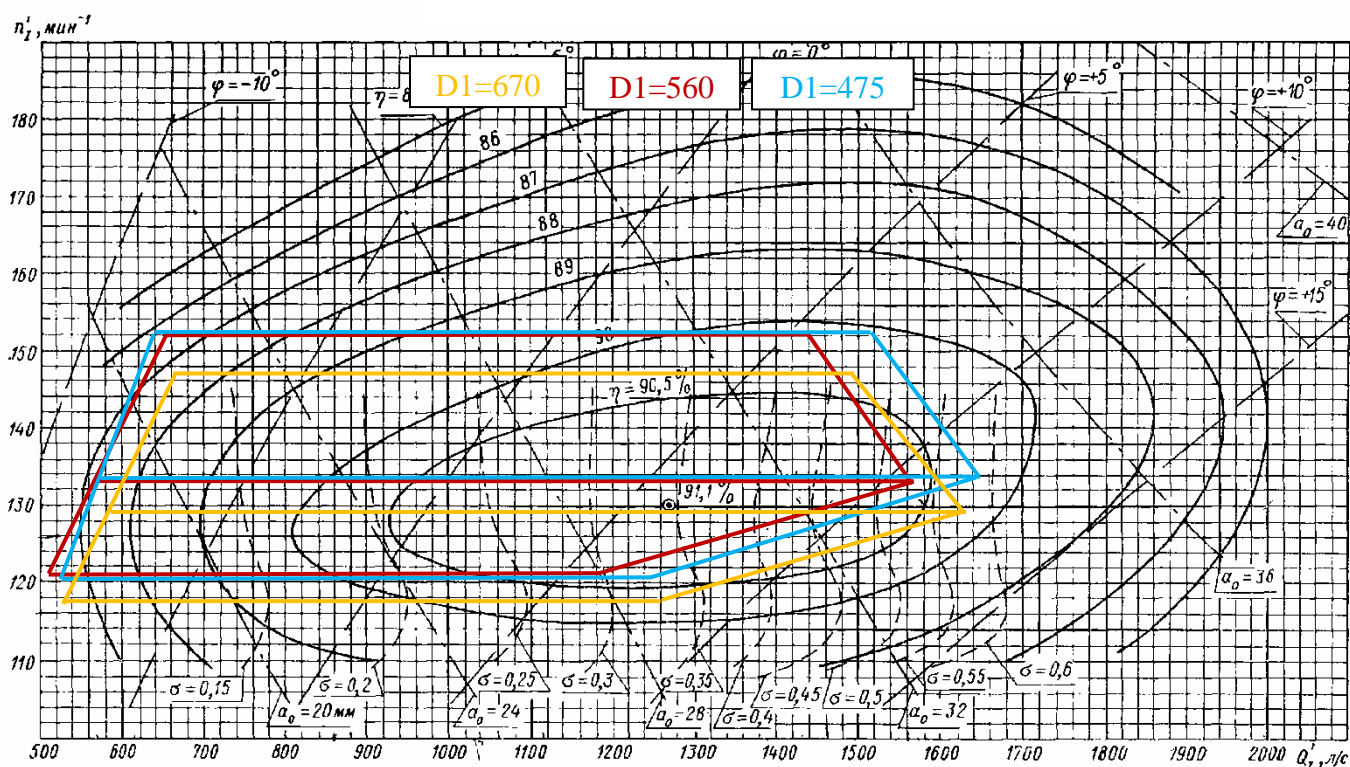


Рисунок Б.1 – Главные универсальные характеристики турбины ПЛ 30б-В

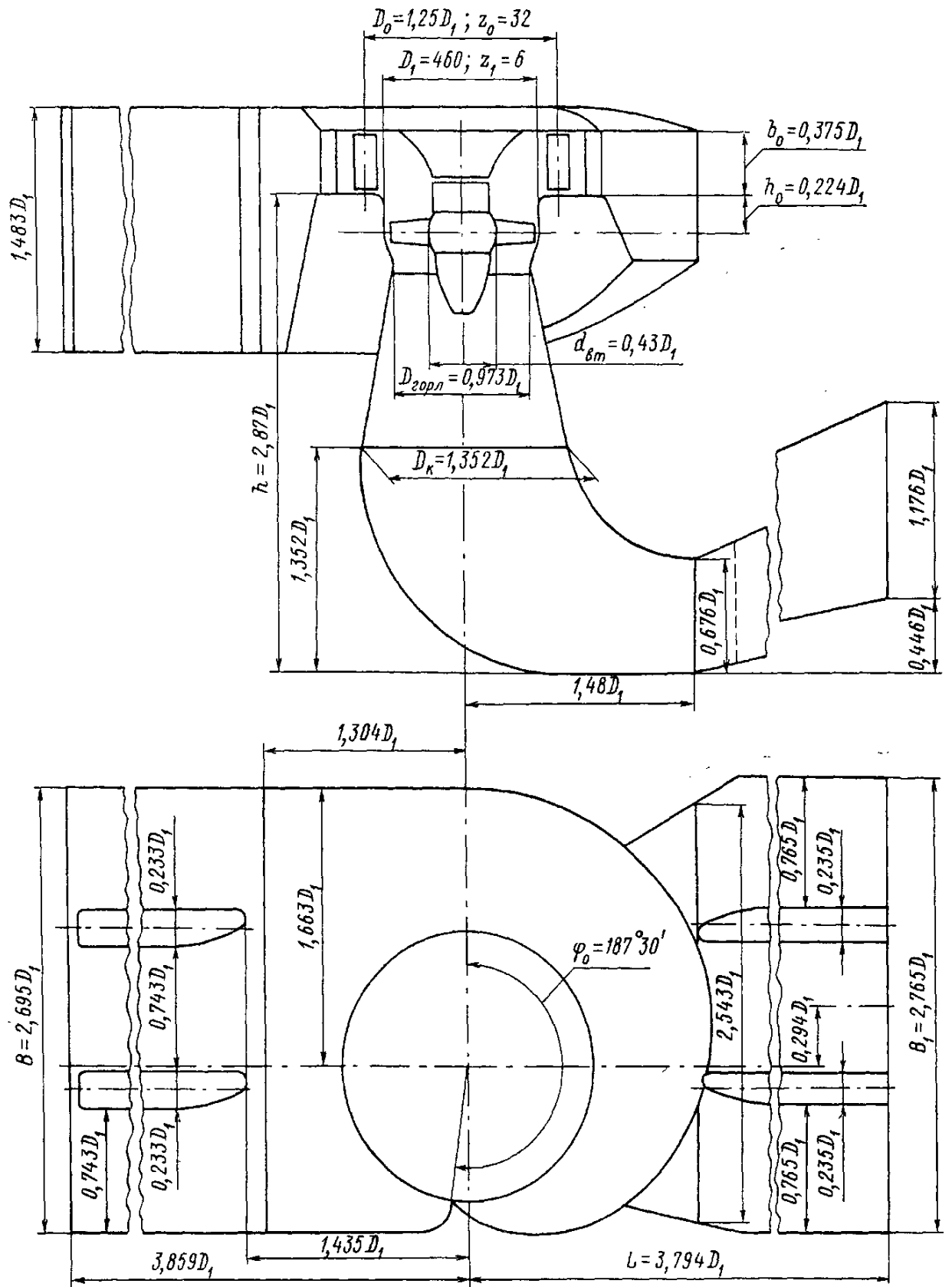


Рисунок Б.2 – Проточная часть турбины ПЛ 306-В

Продолжение приложения Б

Номенклатурные диаметры рабочих колес D_1 , диаметры расположения осей лопаток направляющего аппарата D_0 , количество направляющих лопаток z_0 и основные размеры статоров													
D_1 , мм	D_0 , мм	z_0	Для бетонной спиральной камеры						Для металлической спиральной камеры				
			D_b	D_a	D_4	$\approx R$	h_1	h_2	D_b	D_a	D_4	R	h
1800	2200	16	—	—	—	—	—	—	2600	3050	3300	200	210
2000	2400	16	—	—	—	—	—	—	2850	3350	3600	200	230
2250	2750	16	—	—	—	—	—	—	3200	3750	4000	200	230
2500	2900	24	3400	3900	4000	280	320	230	3300	3900	4150	250	250
2800	3250	24	3820	4380	4480	300	350	250	3720	4380	4630	250	250
3200	3750	24	4370	5000	5100	300	400	300	4260	5000	5350	300	320
3600	4200	24	4850	5000	5700	350	400	300	4800	5550	5900	350	350
4000	4650	24	5420	6200	6300	350	450	350	5320	6150	6500	350	350
4500	5250	24	6100	7000	7100	400	450	350	6000	6950	7350	400	410
5000	5800	24	6750	7700	7800	400	500	400	6600	7650	8050	400	410
5500	6400	24	7450	8550	8050	500	500	400	7300	8450	8850	500	460
6000	7000	24	8150	9350	9450	500	550	450	8000	9250	9650	500	460
6500	7500	24	8850	10100	10200	600	550	450	8700	10000	10400	600	500
7000	8100	24	9200	10550	10650	600	550	500	9320	10750	11500	600	500
7500	8750	24	9850	11300	11400	600	550	500	10000	11500	12000	650	550
8000	9300	24	10450	11950	12050	600	550	500	10650	12300	12750	650	550
8500	9850	24	11150	12700	12800	600	550	500	11350	13100	13600	650	550
9000	10500	32	11800	13500	13600	600	600	550	—	—	—	—	—
9500	11000	32	12450	14250	14350	600	600	550	—	—	—	—	—
10000	11500	32	13100	15000	15150	600	600	550	—	—	—	—	—
10500	12000	32	13750	15750	15850	600	600	550	—	—	—	—	—

Рисунок Б.3 – Параметры спиральных камер

Таблица Б.2 – Данные расчетов спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
a_i	4,79	4,30	3,81	3,33	2,84	2,36	1,87	1,38	0,90	0,41	-0,07	-0,56
r_i	9,14	8,65	8,17	7,68	7,20	6,71	6,22	5,74	5,25	4,77	4,28	3,80
b_i	5,49	5,13	4,79	4,44	4,10	3,76	3,42	3,07	2,73	2,39	2,05	1,71
r_k	5,26	5,17	5,07	4,98	4,89	4,80	4,71	4,62	4,52	4,43	4,34	4,25
$\frac{r_k}{r_a}$	1,21	1,19	1,17	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02	1,00	0,98
$\ln \frac{r_k}{r_a}$	0,19	0,17	0,15	0,13	0,12	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00	-0,02
$\frac{r_i}{r_a}$	2,10	1,99	1,88	1,76	1,65	1,54	1,43	1,32	1,21	1,09	0,98	0,87
$\ln \frac{r_i}{r_a}$	0,74	0,69	0,63	0,57	0,50	0,43	0,36	0,28	0,19	0,09	-0,02	-0,14
$b_i \ln \frac{r_i}{r_a}$	4,07	3,52	3,01	2,52	2,06	1,63	1,22	0,85	0,51	0,22	-0,04	-0,23
$r_k \cdot ctgy$	19,62	19,28	18,94	18,60	18,26	17,91	17,57	17,23	16,89	16,54	16,20	15,86
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln \frac{r_k}{r_a}$	3,70	3,30	2,90	2,51	2,12	1,74	1,37	1,00	0,64	0,29	-0,05	-0,39
m_i	3,37	3,03	2,69	2,34	2,00	1,66	1,32	0,97	0,63	0,29	-0,05	-0,39
J_i	4,03	3,55	3,09	2,65	2,23	1,83	1,46	1,11	0,79	0,50	0,25	0,05
φ_i	187,5	165	144	123	104	85	68	52	37	23	12	2

Окончание приложения Б

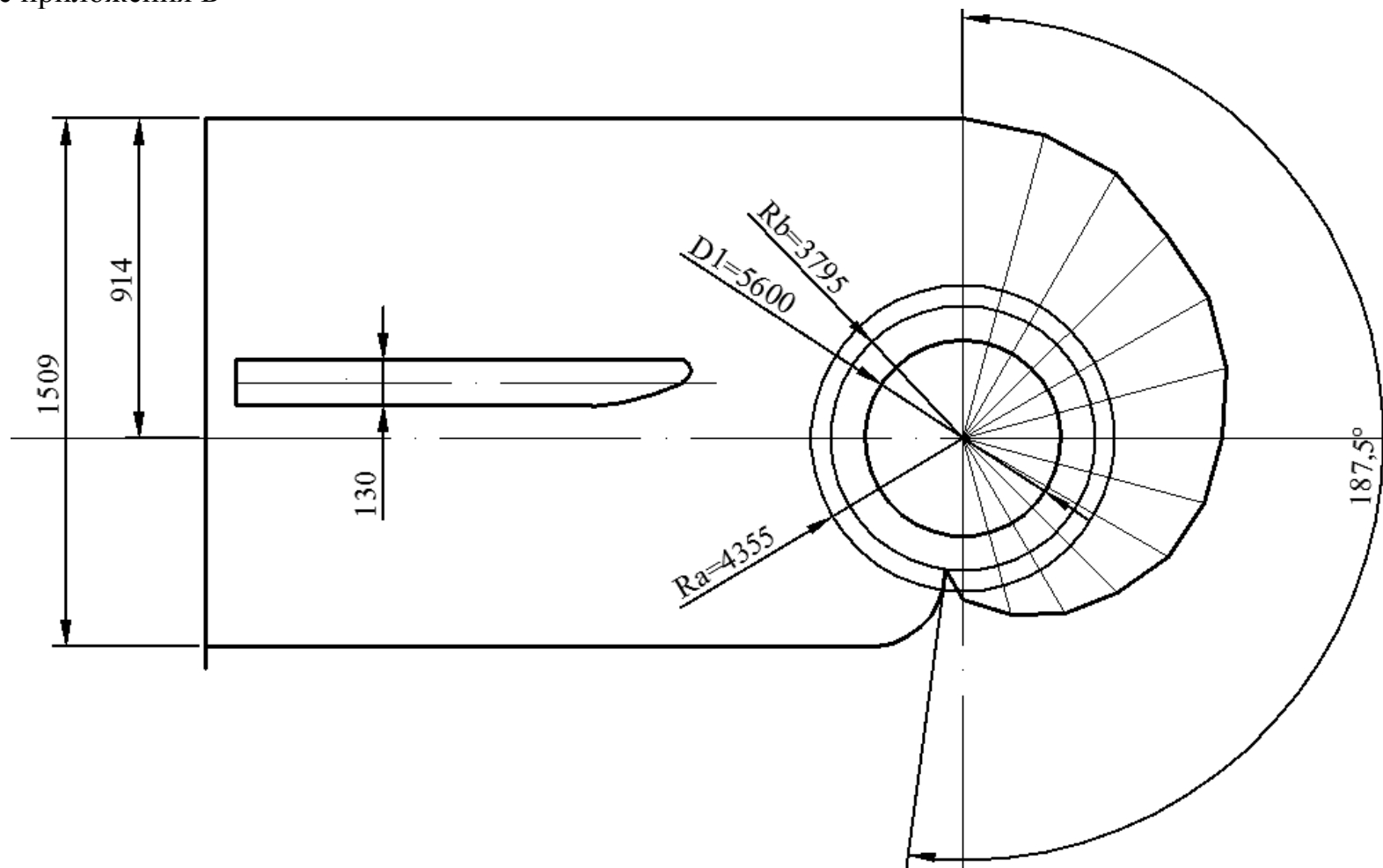


Рисунок Б.4 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,58 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,2	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,94 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,81 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	10 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,27 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_H$	0,67 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,25 \cdot I_H$	0,97 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,14 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,26 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	5,92 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,08	0,16 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,36	0,69 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,41 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,2 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,83 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	7,16 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Действие защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖГ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ - 220	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	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				+		
	t_3	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2				+		
	t_3	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2				+		
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка и сооружение гидроузла

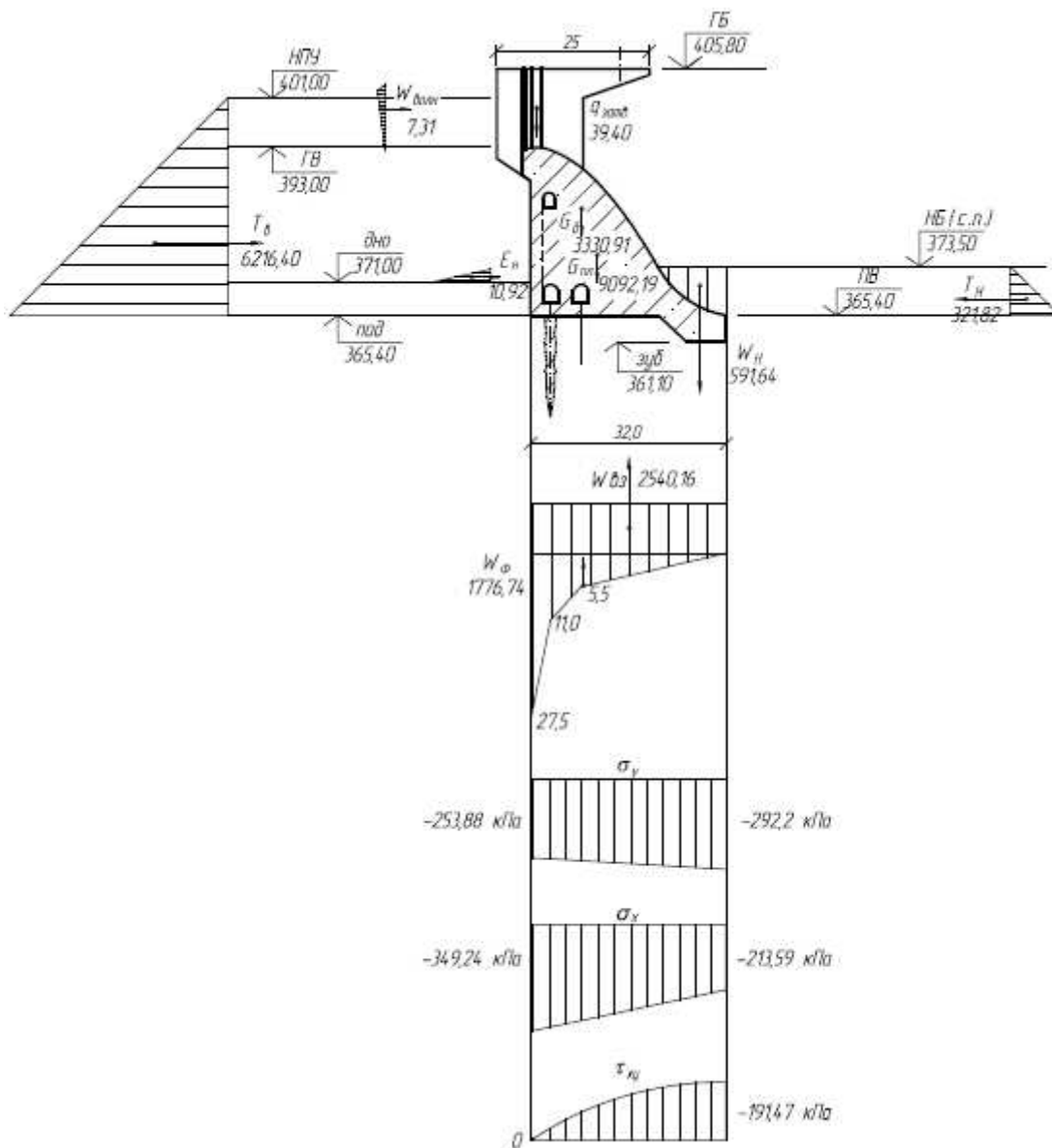


Рисунок Г.1 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Оптимизация взаимодействия между малыми ГЭС и солнечными электростанциями

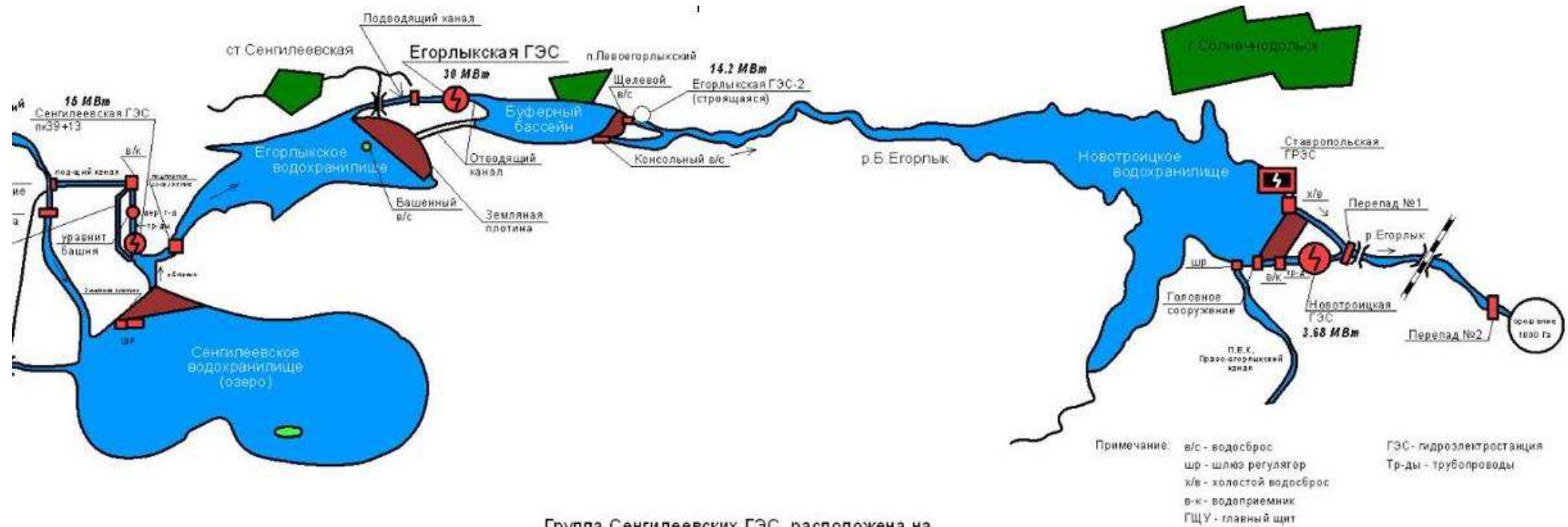
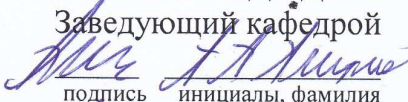


Рисунок Д.1 – Каскад Кубанских ГЭС (группа Сенгилеевских ГЭС)

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
«18» июня 2021 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КУРАГИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КИЗИР.
ОПТИМИЗАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ МАЛЫМИ ГЭС И
СОЛНЕЧНЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Руководитель


подпись, дата

зав. кафедры ГГЭЭС
СШФ СФУ,
канд. техн. наук

А.А. Ачитаев

Выпускник


подпись, дата

В.Е. Кобзева

Саяногорск; Черёмушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Курагинской ГЭС на реке Кизир. Оптимизация взаимодействия между малыми ГЭС и солнечными электростанциями».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 10.06.21 Е. Ю. Засеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. Мухоморов А.В. Мухоморов
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.В. Мухоморов А.В. Мухоморов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Ш 16.06.21 А.В. Шарков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружение гидроузла

А.В. Захарова О.В. Захарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.А. Карпенко М.А. Карпенко
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.А. Карпенко В.А. Карпенко
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.А. Карпенко В.В. Карпенко
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

А.А. Чобанова А.А. Чобанова
подпись, дата инициалы, фамилия