



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алтамашской ГЭС на реке Кондома. Применение технологий синхронной коммутации для ограничения коммутационных перенапряжений в сети собственных нужд ГЭС».

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 АЛТАМАШСКОЙ 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 .....	10
1.1.3 Геология .....	11
1.1.4 Сейсмология.....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	12
1.3 Аналог проектируемого гидроузла .....	14
2 Водно – энергетические расчеты .....	15
2.1 Определение класса ГЭС.....	15
2.2 Регулирование стока воды .....	15
2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности.....	15
2.2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет .....	16
2.2.3 Тип регулирования водохранилища .....	17
2.3 Определение установленной мощности станции .....	17
2.3.1 Баланс энергии.....	17
2.3.2 Сработка – наполнение в маловодном году.....	18
2.3.3 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок .....	19
2.3.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования .....	20
2.3.5 Баланс мощностей .....	21
2.4 Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	23
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов.....	23
3.1.1 Режимное поле .....	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	24
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	28
3.3 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата. ....	30
3.4 Выбор типа серийного генератора .....	32
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	33
3.5.1 Расчёт вала на прочность .....	33
3.5.2 Расчёт подшипника .....	34
3.6 Выбор типа маслonaпорной установки.....	35
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора.....	35
4 Электрическая часть.....	36
4.1 Исходные данные для проектирования электрической части .....	36

4.2	Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС .....	36
4.3	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	37
4.3.1	Выбор синхронных генераторов .....	37
4.3.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	37
4.3.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	39
4.3.4	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	40
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий .....	41
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта (ТЭР) .....	42
4.6	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	44
4.7	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin .....	45
4.8	Расчет токов короткого замыкания .....	46
4.9	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	48
4.10	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ .....	48
4.11	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	50
4.12	Выбор параметров КРУЭ .....	52
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора .....	53
5.1	Релейная защита и автоматика .....	53
5.2	Технические данные защищаемого оборудования .....	53
5.3	Перечень защит блока .....	54
5.4	Расчёт номинальных токов .....	55
5.5	Описание защит и расчет их уставок .....	56
5.5.1	Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$ .....	56
5.5.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_n$ ( $U_0$ )) .....	58
5.5.3	Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	61
5.5.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ) .....	61
5.5.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I1$ ) .....	65
5.5.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <$ , $Z2 <$ .....	66
5.5.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	69
5.6	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	70
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	72
6.1	Определение отметок гребня грунтовой и бетонной плотины .....	72
6.1.1	Отметка гребня грунтовой плотины (ГГП) .....	72
6.1.2	Отметка гребня бетонной плотины (ГБП) .....	73
6.2	Гидравлические расчеты .....	74
6.2.1	Расчет пропускной способности водосливной плотины .....	74

6.2.2	Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая .....	74
6.2.3	Определение количества и размера водовыпусков .....	75
6.2.4	Определение ширины водосливного фронта .....	76
6.2.5	Определение напора на водосливе .....	77
6.2.6	Определение отметки гребня водослива .....	78
6.2.7	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае .....	78
6.2.8	Построение профиля водосливной грани .....	79
6.2.9	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе .....	80
6.2.10	Расчёт водобойной стенки .....	81
6.3	Конструирование плотины .....	82
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	82
6.3.2	Разрезка бетонной водосливной плотины швами .....	84
6.3.3	Быки .....	84
6.3.4	Устой .....	85
6.3.5	Дренаж в теле бетонной плотины .....	85
6.3.6	Галереи в теле плотины .....	85
6.3.7	Основные элементы плотины .....	86
6.4	Конструирование элементов подземного контура плотины .....	86
6.4.1	Понур .....	86
6.4.2	Дренажные устройства в основании .....	86
6.4.3	Шпунтовая стенка .....	86
6.5	Конструктивные элементы нижнего бьефа .....	86
6.5.1	Водобой .....	86
6.5.2	Рисберма и ковш .....	87
6.6	Фильтрационные расчёты подземного контура .....	87
6.7	Обоснование надежности и безопасности плотины .....	89
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	89
6.8	Оценка прочности плотины .....	93
6.9	Критерии прочности плотины и ее основания .....	95
6.10	Обоснование устойчивости плотины .....	95
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Алтамашского гидроузла .....	97
7.1	Общие сведения о районе строительства .....	97
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	98
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	99
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве .....	100
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	100
7.6	Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....	101
8	Пожарная безопасность. Охрана труда .....	102
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	102

8.2	Охрана труда .....	102
8.3	Противопожарная безопасность .....	105
9	Технико – экономические показатели .....	108
9.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	108
9.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	108
9.3	Налоговые расходы .....	111
9.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	112
9.5	Анализ денежных потоков .....	113
9.6	Оценка инвестиционного проекта .....	114
9.6.1	Методология, исходные данные .....	114
9.7	Коммерческая эффективность .....	114
9.8	Бюджетная эффективность .....	115
9.9	Анализ чувствительности .....	115
10	Применение технологий синхронной коммутации для ограничения коммутационных перенапряжений в сети собственных нужд станции .....	118
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	124
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно – энергетические расчеты .....	12128
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование .....	137
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора .....	145
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Компоновка и сооружение гидроузла .....	147

## 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 нескальном основании) $H = 50$ м	II
ГЭС мощностью от 300 до 1000 МВт; $N_{уст} = 420$ МВт	II
Число проживающих людей, которые могут пострадать от аварии: 0 чел.	IV

Класс сооружения назначается по наиболее ответственному, следовательно, II 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.

$$P = \frac{m-0,3}{n+0,4} \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

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).

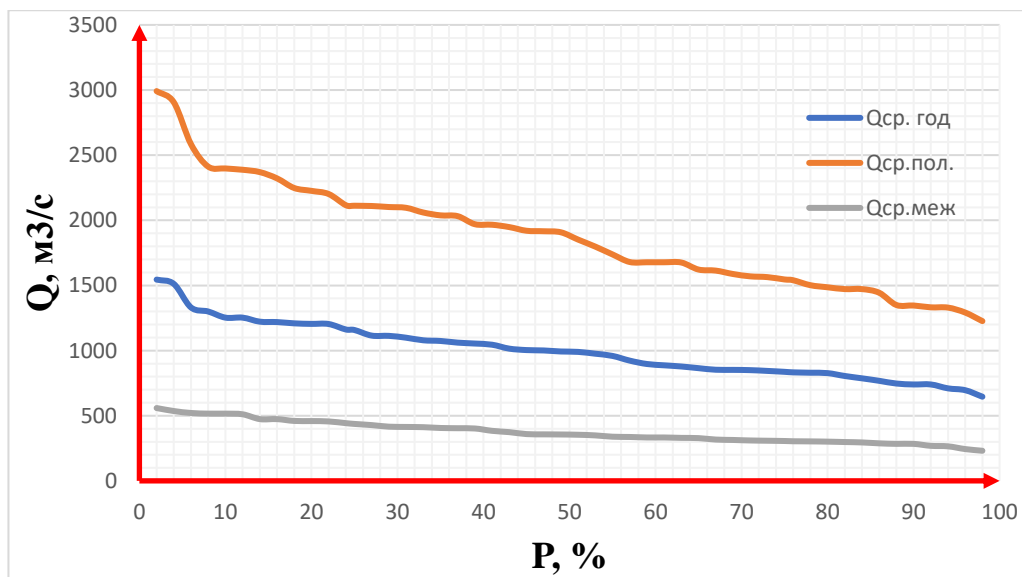


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности стока

### 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 1942 г. и 1984 г. соответственно.

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

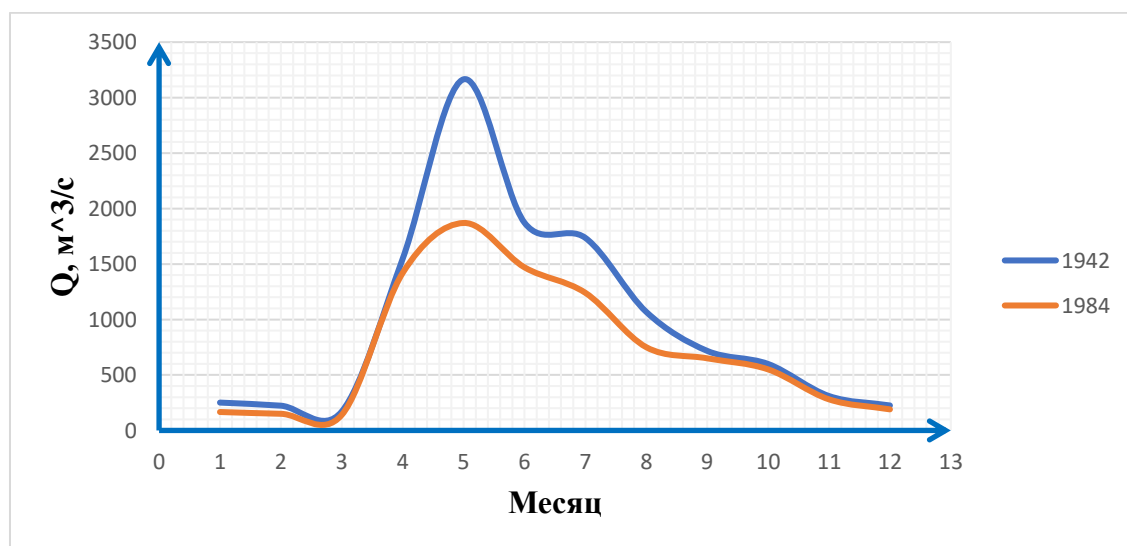


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов



Таблица 2.2 – Данные гидрографа маловодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$Q_{90\%}$	166	150	140	1420	1870	1470	1240	750	650	550	280	190	166

Таблица 2.3 – Данные гидрографа средневодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$Q_{50\%}$	251	223	171	1548	3165	1872	1735	1068	717	599	310	225	251

### 2.2.3 Тип регулирования водохранилища

Для определения типа регулирования стока необходимо найти коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{многолетний}}} = \frac{11,63 \cdot 10^9}{1000 \cdot 31536000} = 0,369, \quad (2.2)$$

где  $\beta$  – коэффициент зарегулированности стока, о.е;

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

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

По полученному коэффициенту можно сделать вывод, что Алтамашская 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:

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 949 \text{ МВт} \quad (2.3)$$

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

Числовые данные баланса энергии сведены в таблицу 2.4. График баланса энергии представлен на рисунке 2.3.

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	2944	507	60	174	2263
II	2848	465	54	174	2209
III	2681	423	50	174	2084
IV	2489	423	502	181	1564

Продолжение таблицы 2.4

Месяц	$P_{ср}$ , МВт	$N_{сущ}$ , МВт	$N_{быт}$ , МВт	$N_{ВХК}$ , МВт	$N_{гар}$ , МВт
V	2322	380	638	200	1304
VI	2226	339	513	200	1374
VII	2226	339	443	200	1444
VIII	2322	380	281	200	1661
IX	2489	423	246	200	1820
X	2681	423	211	181	2047
XI	2848	465	104	174	2209
XII	2944	507	70	174	2263



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  $V_{\text{нач}}$  – объем водохранилища в месяц начала сработки;  
 $V_{\text{кон}}$  – объем водохранилища в месяц окончания наполнения.

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

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

При первой итерации наблюдалась недостаточная сработка водохранилища, поэтому было принято решение опустить линию гарантированной мощности. Результаты приведены в [А, табл А.4].

Исходя из [А, табл А.4], можно сделать вывод, что гарантированные мощности имеют следующие значения:

$$N_{\text{гар}}^{\text{дек}} = N_{\text{гар}}^{\text{янв}} = 361 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{ноя}} = N_{\text{гар}}^{\text{фев}} = 307 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{окт}} = N_{\text{гар}}^{\text{март}} = 182 \text{ МВт}$$

### 2.3.3 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

Выбор рабочих мощностей необходим для построения баланса мощностей. Для этого произвели построение треугольников мощностей существующих ГЭС (СШГЭС и Новосибирская ГЭС) и Алтамашской (проектируемой) ГЭС на ИКН. Вписывание треугольников произведено в пиковую и базовую часть нагрузки энергосистемы.

Из интегральной кривой нагрузки определяют рабочие мощности ГЭС.

$$N_{\text{База}} = \frac{8,8 \cdot Q_{\text{сан.пуск}} \cdot H}{1000} \quad (2.6)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} \quad (2.7)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} \quad (2.8)$$

Для получения пиковой мощности на ИКН проведена линия  $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$ , и определено 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.

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

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

Произведен расчет мощностей для декабря (января).

Нагрузочный резерв для энергосистемы принимают как 2% от зимнего максимума нагрузки, а аварийный – 9%.

$$P_{нагр}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,02 = 3071 \cdot 0,02 = 61 \text{ МВт} \quad (2.10)$$

$$P_{авар}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,09 = 3071 \cdot 0,09 = 276 \text{ МВт} \quad (2.11)$$

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

$$P_{нагр}^{проект.ГЭС} = 8 \text{ МВт}$$

$$P_{нагр}^{сущ.ГЭС} = 12 \text{ МВт}$$

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:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{611}{6} = 102 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.12)$$

$$F_{рем}^{сущ.ТЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ.ТЭС}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{2048}{6} = 341 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.13)$$

$$F_{рем}^{проект.ГЭС} = \frac{N_{раб}^{проект.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{412}{6} = 69 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.14)$$

Ремонт ГЭС располагают после периода половодья, перед началом сработки. Ремонт ТЭС – в месяцы 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.5].

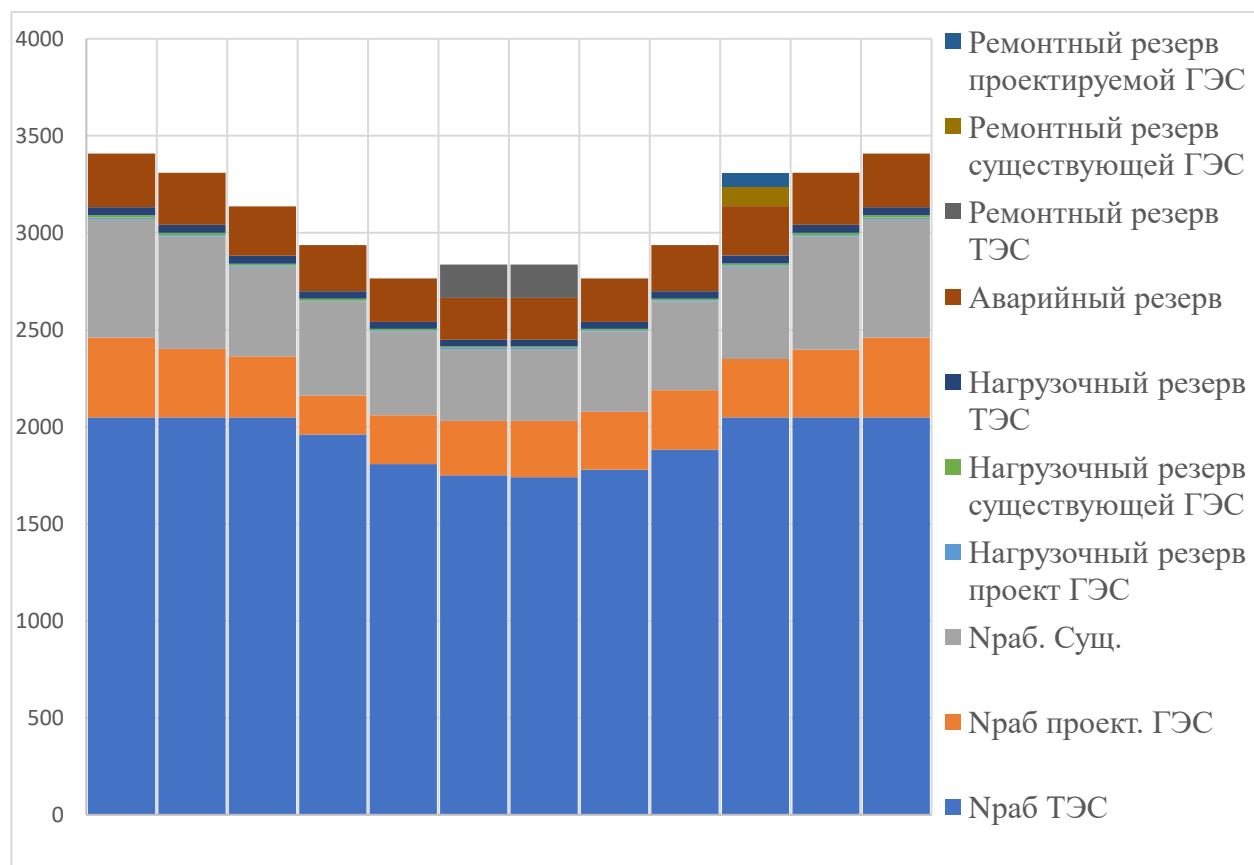


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

Для данного расчета установленная мощность равна:

$$N_{уст.}^{проект.ГЭС} = N_{раб}^{проект.ГЭС} + P_{нагр}^{проект.ГЭС} = 412 + 8 = 420 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

## 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.6];
2. Расчет по гарантированным мощностям [А, табл. А.7];

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.

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{год}}^{\text{отм}} = \sum \mathcal{E} = 2,69 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.16)$$

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{год}}^{\text{мощн}} = \sum \mathcal{E} = 2,66 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.17)$$

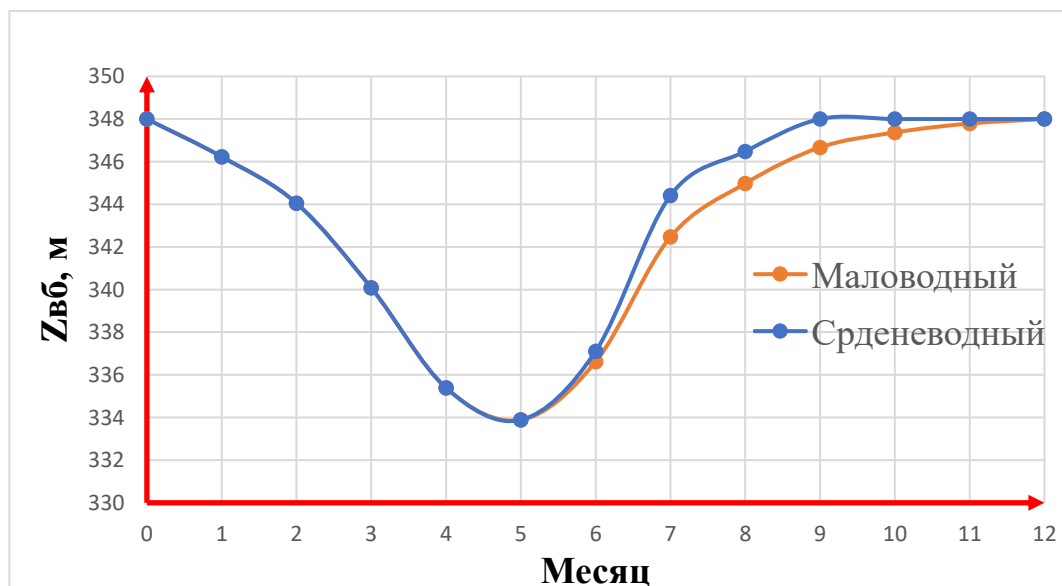


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища при режиме работы по отметкам

### 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. Данные для построения занесены в таблицу 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 <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>нб(лето)</sub> , м	H <sub>нпу</sub> , м	H <sub>нумо</sub> , м	H <sub>расч</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	298	49,5	35,39	43,57	20	2386,36	42	1501,58
100	298,9	48,6	34,49	42,67	22	2169,42	40	1465,39
200	299,76	47,74	33,63	41,81	24	1988,64	38	1428,28
300	300,56	46,94	32,83	41,01	26	1835,66	36	1390,19
400	301,31	46,19	32,08	40,26	28	1704,55	34	1351,02
500	302,02	45,48	31,37	39,55	30	1590,91	32	1310,68
600	302,68	44,82	30,71	38,89	32	1491,48	30	1269,06
700	303,31	44,19	30,08	38,26	34	1403,74	28	1226,03
800	303,9	43,6	29,49	37,67	36	1325,76	26	1181,43
900	304,46	43,04	28,93	37,11	38	1255,98	24	1135,08
1000	304,99	42,51	28,40	36,58	40	1193,18	22	1086,76
1100	305,49	42,01	27,90	36,08	42	1136,36	20	1036,19
1200	305,96	41,54	27,43	35,61	44	1084,71		
1300	306,41	41,09	26,98	35,16	46	1037,55		
1400	306,83	40,67	26,56	34,74	48	994,32		
1500	307,23	40,27	26,16	34,34	50	954,55		
1600	307,61	39,89	25,78	33,96	52	917,83		
1700	307,98	39,52	25,41	33,59	54	883,84		
1800	308,32	39,18	25,07	33,25	56	852,27		
1900	308,65	38,85	24,74	32,92	58	822,88		
2000	308,97	38,53	24,42	32,60	60	795,45		

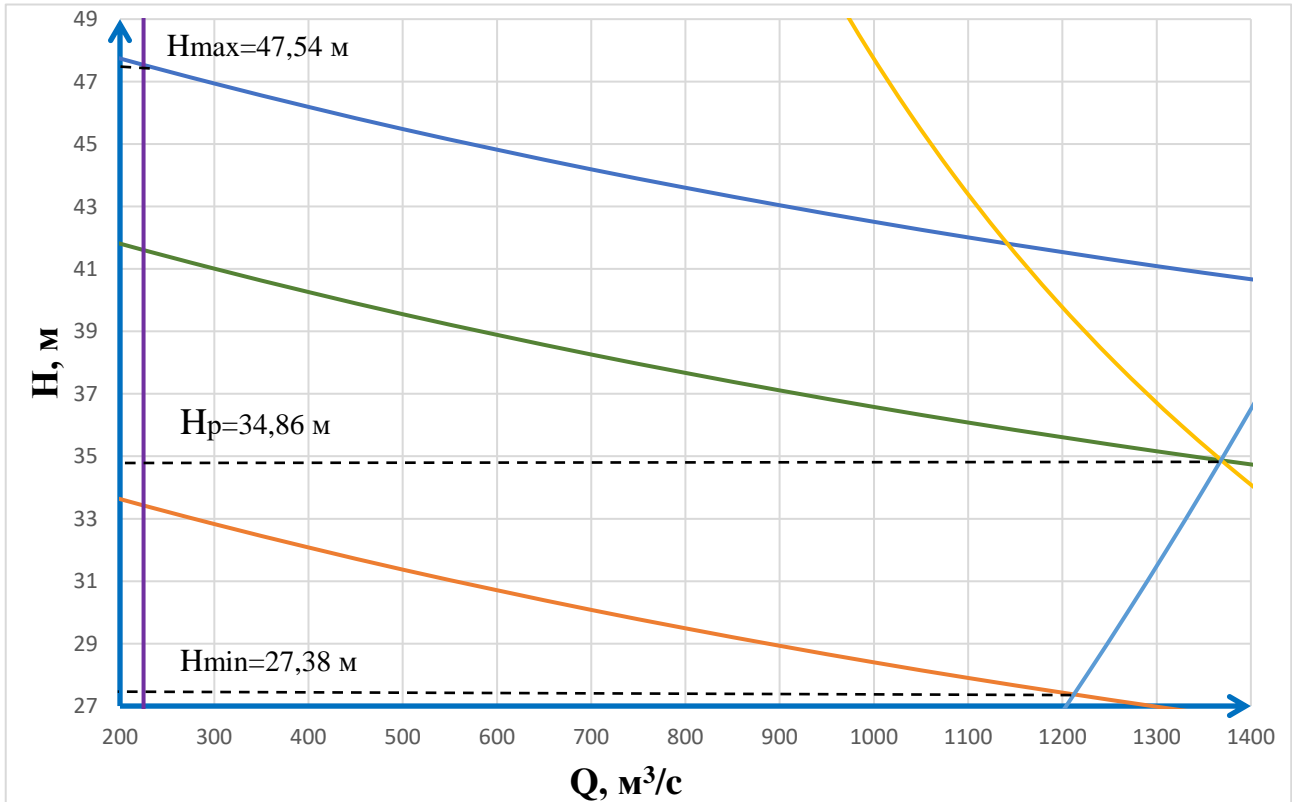


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из режимного поля определены следующие параметры:

- $H_{\text{max}} = 47,54$  м при минимальном расходе ГЭС  $Q_{\text{min}} = 225$   $\text{m}^3/\text{c}$ ;
- $H_{\text{p}} = 34,86$  м при максимальном расходе ГЭС  $Q_{\text{max}} = 1368$   $\text{m}^3/\text{c}$ ;
- $H_{\text{min}} = 27,38$  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	ПЛ150-В	ПЛД-50-В60°
$H_{пред}, \text{ м}$	50	50
$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
$n'_{1\text{ опт}}, \text{ об/м}$	116	113
$\eta_{\text{м опт}}$	0,888	0,862
$Q'_{1\text{ max}}, \text{ л/с}$	1520	1700
$\sigma(Q'_{1\text{ max}})$	0,46	0,35
$D_{1\text{ м}}, \text{ м}$	12	5
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	21	16
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{С}$	1,098	1,114

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  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$\varepsilon$  – 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;

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_G$  – 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  $\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_M$  – 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;

$\Delta_1$  – 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;

$\eta_G$  – 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;

$H_{\text{max}}$  – максимальный напор натурной турбины;

$\eta_G$  – 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 натуральных турбин ПЛ50-В, ПЛД-50-В60° 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:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S, \quad (3.12)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_S$  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:

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_S + \Delta Z_{x,пл} \quad (3.13)$$

$\Delta H_S$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных точек;

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

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

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  $Z_{нб} = f(Q)$ .

Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Расчетные параметры для определения  $H_s$

$D_1$ , м	ПЛ50-В			ПЛД-50-В60°			
	6,7	8	8,5	6,3	6,7	7,5	8
$\eta_T$	0,932	0,933	0,934	0,926	0,926	0,927	0,928
$N'_{agr}$ , кВт	124549	177761	200891	122369	138402	173613	197746
$z'a$ , шт	3,37	2,36	2,09	3,43	3,03	2,42	2,12
$z a$ , шт	4	3	3	4	4	3	3
$N_{agr}$ , кВт	105000	140000	140000	105000	105000	140000	140000
$m$	1,05	1,051	1,052	1,074	1,074	1,075	1,077
$nc'$	104,7	87,8	82,6	109,8	103,2	92,2	86,5
$n_{синхр}$	107,1	88,2	83,3	115,4	107,1	100	88,2
$n1'_{max}$	133,9	131,6	131,9	134,1	132,3	138,2	130
$n1'_{p}$	118,6	116,6	116,9	118,8	117,3	122,5	115,2
$n1'_{min}$	101,6	99,8	100,1	101,7	100,4	104,9	98,6
$Q1' \cdot \eta_T$	1,194	1,117	0,989	1,351	1,194	1,271	1,117
$H_{s max}$ , м	0,03	1,36	2,55	1,31	3,38	2,39	4,53
$H_{s расч}$ , м	-1,88	-0,27	1,37	-2,18	0,8	-0,06	2,11
$H_{s min}$ , м	-6,29	-4,12	-1,37	-7,54	-2,47	-4,57	-1,09
$\nabla Z_{PK}(H_{max})$	300,50	302,30	303,6	301,60	303,70	303,40	305,50
$\nabla Z_{PK}(H_p)$	298,60	300,90	302,7	298,40	301,30	301,30	303,40
$\nabla Z_{PK}(H_{min})$	294,70	297,70	300,4	293,60	298,50	297,40	300,80

При расчете параметров выбранных турбин наиболее подходящим вариантом выбрана турбина ПЛ50-В-670, т.к. она имеет близкий КПД к максимальному из всех турбин, допустимую высоту отсасывания, что скажется на эффективности и экономичности этой турбины в сравнении с другими РК, так же широкую зону работы. Имеет меньший диаметр, однако большее количество агрегатов (4, вместо 3) в параллельных вариантах ПЛ турбин, это позволяет добиться лучшего регулирования.

ГУХи с рабочими зонами рассматриваемых вариантов представлены в [Б, рис.1-рис.7], проточная часть выбранной гидротурбины расположена в [Б, рис.8].

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

Целью гидромеханического расчёта 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.8] модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Угол охвата спиральной камеры  $\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,63 \cdot D_1 = 1,63 \cdot 6,7 = 11,65 \text{ м} \quad (3.15)$$

По [Б, рис.2] определены: диаметр расположения входных кромок статора:  $D_{\text{нар}} = D_a = 10,1 \text{ м}$ ; и выходных кромок  $D_{\text{вн}} = D_b = 8,85 \text{ м}$ .

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{10,1}{2} = 5,05 \quad (3.16)$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{8,85}{2} = 4,425 \quad (3.17)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,345 + 0,0033 \cdot 6,7 = 2,367 \text{ м}, \quad (3.18)$$

где  $b_0$  – высота направляющего аппарата.

$$b_0 = 0,375D_1 = 0,375 \cdot 5,6 = 2,10 \text{ м} \quad (3.19)$$

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T} = \frac{105000}{9,81 \cdot 34,86 \cdot 0,931} = 329,79 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{329,79 \cdot 225}{360} = 206,12 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{v_{\text{ВХ}}} = \frac{241,37}{3,3} = 73,14 \text{ м}^2. \quad (3.22)$$

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

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ \quad (3.23)$$

$$b_{\text{ВХ1}} = 6,41 \text{ м}$$

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 11,65 - 5,05 = 6,6 \text{ м} \quad (3.24)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a \quad (3.25)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i \quad (3.26)$$

$$k_2 = (b_{\text{ВХ}} - B_{\text{СТ}})/a_{\text{ВХ}} \quad (3.27)$$

$$b_i = m_i + b_0 \quad (3.28)$$

Интеграл для любого сечения вычисляется по формуле (3.29)

$$J_i = b_0 \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i. \quad (3.29)$$

Величина угла спирали и расхода для любого сечения соответственно равны:

$$\varphi_i = \frac{225}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i \quad (3.30)$$

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

План спирали, представленный в [Б, ри. Б.10], построен по таблице 3.6. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с  $\Delta\varphi_{\text{сп}} = 15^\circ$ .

Таблица 3.6 – Разбиение угла охвата спиральной камеры

$\varphi_{сп}$	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
$r$	4,43	5,13	5,81	6,41	6,95	7,46	7,95	8,41	8,86	9,29	9,7	10,11	10,50	10,89	11,28	11,65

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 6,7 = 19,62 \text{ м} \quad (3.31)$$

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

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{338,33}{400} = 1,85 \text{ м}, \quad (3.32)$$

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

$$Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{max}} = \frac{105000}{9,81 \cdot 34,86 \cdot 0,9075} = 338,33 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.33)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 19,62 + 1,85 = 21,47 \text{ м} \quad (3.34)$$

### 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-1230/140-56 [22] (таблица 3.7).

Данный ГГ может выдавать  $P_{ном} = 104,5$  МВт, следовательно, мощность станции:

$$N_{уст} = z'_a \cdot P_{ном}, \quad (3.35)$$

где  $z'_a$  – количество гидроагрегатов станции;

$P_{ном}$  – номинальная мощность гидрогенератора.

$$N_{уст} = 4 \cdot 104,5 = 420 \text{ МВт}$$

Паспортные данные выбранного генератора расположены в таблице 3.7.



Таблица 3.7– Данные гидрогенератора

Тип		СВ-1230/140-56
$S_{НОМ}$ , МВА		130,6
$P_{НОМ}$ , МВт		104,5
$\cos \varphi$		0,8
$U_{НОМ}$ , кВ		13,8
$n_{НОМ}$ , об/мин		107,1
КПД, %		97
Исполнение		Зонтичное
Индуктивные сопротивления	$x''_d$	0,2
	$x'_d$	0,3
	$x_d$	0,96

### 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:

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.36)$$

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

$M_{кр}$  – крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N'_{агр}}{n_c} = 0,00974 \cdot \frac{105000}{107,1} = 9,55 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.37)$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} \quad (3.38)$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{9,55}{30} \right)^{0,33}$$

$$D_B^* \geq 1,17 \text{ м}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм),  $D_B = 1300$  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:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left( \frac{N'_{\text{grp}}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{105000}{107,1 \cdot 6,7} = 117,1 \text{ кН} \quad (3.39)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\text{п}}$ , с учетом облицовки, принят на 20 мм больше  $D'_{\text{в}}$ :

$$d_{\text{п}} = D'_{\text{в}} + 0,02 = 1,3 + 0,02 = 1,32 \text{ м} \quad (3.40)$$

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{117,1}{1,32 \cdot 0,5} = 177,37 \text{ кПа}, \quad (3.41)$$

где  $h_{\text{п}}$  – высота подшипника, принято 500 мм.

Допустимое удельное давление

$$[p_{\text{уд}}] = \frac{29 \cdot \pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{29 \cdot 3,14 \cdot 107,1 \cdot 1,32}{30} = 296,09 \text{ кПа} \quad (3.42)$$

Условие  $p_{\text{уд}} = 177,37 \leq [p_{\text{уд}}] = 296,09$  соблюдено, значение расчётного удельного давления кольцевого подшипника не превышает допустимое значение.

Расчёт сегментного подшипника:

Предварительная высота подшипника  $h_n = 500$  мм и число сегментов  $Z_{\text{сегм}} = 10$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)} = \frac{117,1}{1 + 2 \cdot \cos 36^\circ + 2 \cdot \cos 72^\circ} = 36,17 \text{ кН}, \quad (3.43)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов.

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{10} = 36^\circ$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм} \cdot h_n} = \frac{107,1}{0,36 \cdot 0,5} = 648,94 \text{ кПа}, \quad (3.44)$$

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

$$l_{сегм} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{п}}{z_{сегм}} \quad (3.45)$$

$$l_{сегм} = 0,87 \cdot \pi \cdot \frac{d_{п}}{z_{сегм}} = 0,87 \cdot 3,14 \cdot \frac{1,32}{10} = 0,36 \text{ м}$$

Допускаемое удельное давление:

$$[p_{уд}] = \frac{50 \cdot \pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} = \frac{50 \cdot 3,14 \cdot 107,1 \cdot 1,32}{30} = 740,22 \text{ кПа} \quad (3.46)$$

Условие  $p_{уд} = 648,94 \leq [p_{уд}] = 740,22$  соблюдено, значение расчётного удельного давления сегментного подшипника не превышает допустимое значение.

Для проекта принят сегментный подшипник, зарекомендовавший себя на практике, как более надёжный и технологичный.

### 3.6 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

По монограмме [15] подобран следующий тип маслонапорной установки для  $H_{max} = 47,54$  и  $D_1 = 6,7$  м:

МНУ 12,5/1 – 40 – 12,5 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 12,5 м<sup>3</sup>, состоящим из 1 сосуда с давлением 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом ГА 12,5 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м<sup>3</sup> с 2 насосами.

### 3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как в курсовом проекте используется поворотной - лопастной турбиной, то был выбран электрогидравлический регулятор с комбинатором.

ЭГРК – 150 – 4

Электрогидравлический регулятор с комбинатором, диаметром главного золотника в 150 мм, а также гидромеханической колонкой 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		
п, шт.	$P_{\text{ном}},$ МВА	$U_{\text{ном}},$ кВ	$\cos \varphi_{\text{ном}},$ о.е.	$U_{\text{ном}},$ кВ	$S_{\text{к.з.}},$ МВА	Протяжённость линий, км
4	104,5	13,8	0,8	220	600	116,08

- 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: Новокузнецк, Кемеровская область.

### 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 обслуживание и возможность расширения в дальнейшем.

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является ПС «Северный Маганак» с высшим напряжением 220 кВ.

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

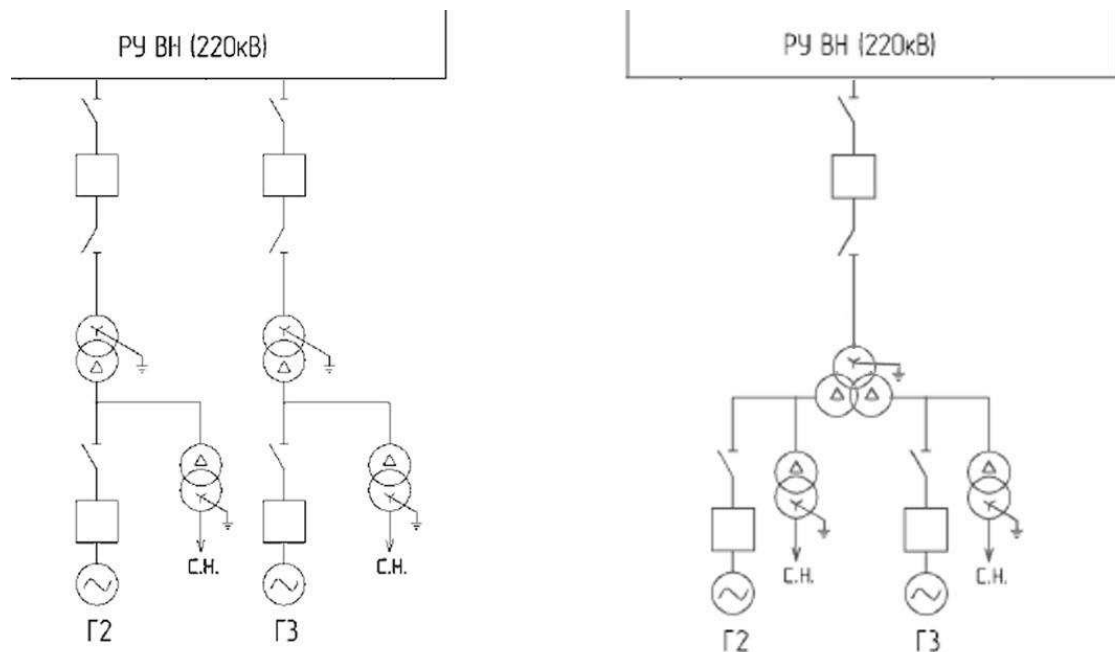


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

### 4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.3.1 Выбор синхронных генераторов

В ходе подбора основного энергетического оборудования принят синхронный генератор СВ-1230/140-56 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 3.7.

#### 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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{104,5 - 104,5 \cdot 0,01}{0,8} = 129,32 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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-200000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-200000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
80	242	10,5	11	315	60	0,3

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где  $\mu$  – частота ремонтов, 1 раз в год;

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

$\omega$  – 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.

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,2 \cdot 8729 = 1745,70 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

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;  
 $S_{\text{Т ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;  
 $\tau$  – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{0,58}{1} \cdot \left(\frac{129,32}{200}\right)^2 \cdot 2405 = 583,27 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\text{п}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{H}}, \quad (4.6)$$

где  $\Delta W_{\text{ХХ}}$  – потери холостого хода, МВт · ч;

$\Delta W_{\text{H}}$  – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

$\beta_1, \beta_2$  – стоимость потерь электрической энергии ХХ 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 (по 4.6):

$$I_{\text{п одиноч}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1745,7 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 583,27 = 15,72 \text{ тыс руб}/\text{год}$$

Издержки для всей станции (4 одиночных блока):

$$I_{\text{п}} = 4 \cdot I_{\text{п одиноч}} = 4 \cdot 15,72 = 62,89 \text{ тыс. руб}/\text{год} \quad (4.7)$$

### 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:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{104,5 - 104,5 \cdot 0,01}{0,8} = 258,64 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода ОАО «Электрозавод» типа ТДЦ-400000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 400000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{К}}, \%$	$\Delta P_{\text{К}}, \text{МВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{МВт}$	$I_{\text{ХХ}}, \%$
400	242	13,8	11	0,88	0,33	0,4

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

Потери холостого хода в трансформаторе (по 4.4):

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

Нагрузочные потери в трансформаторе (по 4.5):

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

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок (по 4.6):

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

Издержки для всей станции (2 укрупненных блока):

$$I_{\text{П}} = 2 \cdot I_{\text{П укрупн.}} = 2 \cdot 25,25 = 50,49 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.9)$$

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%:

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

Таким образом:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{420}{0,8} = 5,25 \text{ МВА.}$$

По каталогу завода ООО «Урал Трансформатор» выбирается трансформатор ТСЗ-6000/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-6000/10

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{КЗ}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
6000	13,8	6	5



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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{420 - 0,01 \cdot 420}{0,8} = 519,75 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.11)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт.}$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (220кВ):

$$K = 1,2.$$

Коэффициент мощности системы:

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{K \cdot \frac{P_{\text{нат.}}}{\cos \varphi_c}} + 1 = \frac{135 - 0,01 \cdot 135}{1,2 \cdot \frac{135}{0,85}} + 1 = 3,73 \text{ шт.} \quad (4.12)$$

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону, было принято значение  $n = 4$  шт.

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{519,75}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 341 \text{ А} \quad (4.13)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

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

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

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

$$I_{\text{расч}} = 341 \cdot 1,05 \cdot 1 = 358 \text{ А}$$

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

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{358}{0,9} = 325,45 \text{ мм}^2 \quad (4.15)$$

Произведена проверка провода по нагреву. Сравнивая длительно допустимый ток  $I_{\text{дд}} = 730 \text{ А}$ , с послеаварийным:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{519,75}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 454,66 \text{ А} \quad (4.16)$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}}$$

$$730 \text{ А} > 454,66 \text{ А}$$

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС300/30. Параметры провода АС-300/30 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	0,059	0,413	0,00000274

#### 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 (255,57 млн руб – по схеме с одиночным блоком; 491,72 млн руб. – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{\text{ТСН}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (25,23 млн руб);

$K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость КРУЭ (115,17 млн руб);

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформаторов собственных нужд;

$t$  – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Количество присоединений:

$$t = n_{\text{ВВ}} + n_{\text{ОТХ}} + n_{\text{служ}}, \quad (4.18)$$

где  $n_{\text{ВВ}}$  – количество вводных присоединений;

$n_{\text{ОТХ}}$  – количество отходящих присоединений;

$n_{\text{служ}}$  – количество служебных присоединений (для КРУЭ принято 1)

Количество присоединений для схемы с одиночными блоками:

$$t_1 = 4 + 4 + 1 = 9$$

Количество присоединений для схемы с укрупнёнными блоками:

$$t_2 = 2 + 4 + 1 = 7$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 255,57 + 3 \cdot 25,23 + 9 \cdot 115,17 = 2134,5 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 1865,32 + 3 \cdot 25,23 + 7 \cdot 115,17 = 1865,32 \text{ млн. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$З_i = E_n \cdot K_i + И_i, \quad (4.19)$$

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

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$З_1 = 0,15 \cdot 2134,5 + 0,06 \approx 320 \text{ млн. руб}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$З_2 = 0,15 \cdot 1865,32 + 0,05 \approx 280 \text{ млн. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\%, \quad (4.20)$$

$$P = \frac{320-280}{320} \cdot 100\% \approx 12,61 \%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются достаточно значительно. Однако нужно учитывать, что ГЭС является объектом важного назначения, должно соблюдаться бесперебойное питание потребителей. Поэтому должна быть применена схема с одиночными блоками, так как она обеспечивает наибольшую надёжность.

#### 4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

При классе напряжения 220 кВ и количестве присоединений, равным 9 (1 служебное присоединение, 4 ЛЭП 220 кВ и 4 блока), был выбран вариант с двумя рабочими системами шин (13 схема) [55]. Также в связи с высоким напряжением и климатическими условиями был выбран вариант КРУЭ-220 кВ. Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.2.

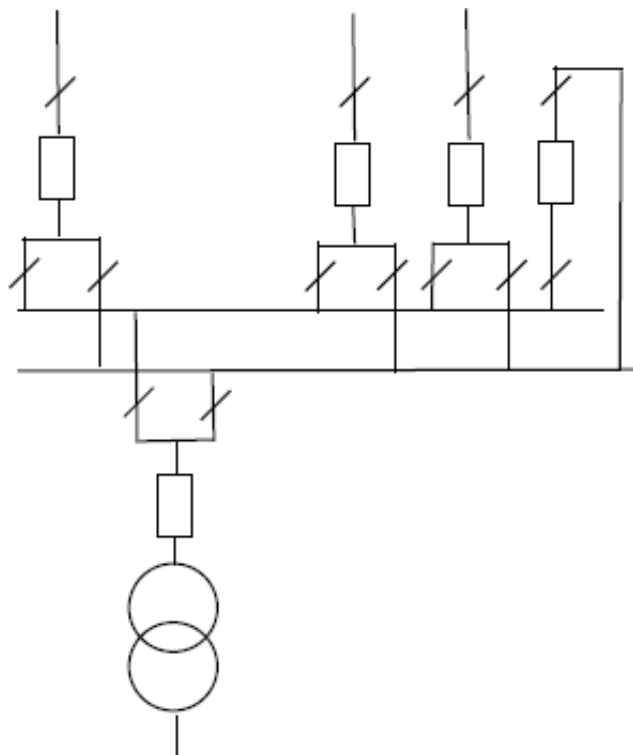


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 Ш

#### 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.

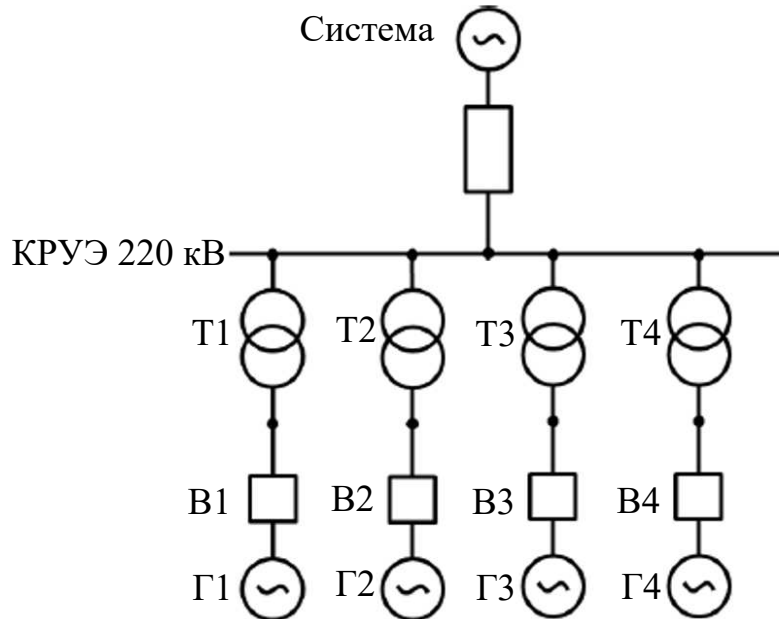


Рисунок 4.3 – Расчетная схема для расчета ТКЗ

Для расчётной схемы вычислены параметры элементов.

Параметры системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{220^2}{600} = 80,67 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_{a,C}} = \frac{80,67}{314 \cdot 0,03} = 8,56 \text{ Ом} \quad (4.22)$$

Параметры генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{\Gamma}'' \cdot U_{\text{НОМ},\Gamma} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,594 \text{ кВ}, \quad (4.24)$$

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{13,8^2}{130,6} = 0,292 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,292}{314 \cdot 0,4} = 0,0021 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

Параметры блочных трансформаторов:

$$X_T = \frac{U_{к,\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{200} = 32,21 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

$$R_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,58 \cdot \frac{242^2}{200^2} = 0,849 \text{ Ом} \quad (4.27)$$

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{242} = 0,06 \text{ о. е.} \quad (4.28)$$

Параметры линии:

$$X_L = X_{0,уд} \cdot L = 0,413 \cdot 116,08 = 47,94 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

$$R_L = R_{0,уд} \cdot L = 0,059 \cdot 116,08 = 6,85 \text{ Ом} \quad (4.30)$$

#### 4.8 Расчет токов короткого замыкания

Вначале были занесены данные по узлам, ветвям схемы, а также по источникам (генераторы и система). Данные показаны на рисунках 4.4-4.6

	O	S	s0	Ти...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Блок 1		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	КРУЭ		230				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г2		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		14				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Сеть		230				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г3		14				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 3		14				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	Г4		14				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Блок 4		14				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N...	Название	R	X	G	B	Кт/i	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	1	2			Г1 - Блок 1						
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	2	3			Блок 1 - КРУЭ	0,85	32,21				0,060
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	4	5			Г2 - Блок 2						
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	3			Блок 2 - КРУЭ	0,85	32,21				0,060
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	3	6			КРУЭ - Сеть	8,56	47,94				
6	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	7	8			Г3 - Блок 3						
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	8	3			Блок 3 - КРУЭ	0,85	32,21				0,060
8	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	9	10			Г4 - Блок 4						
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	10	3			Блок 4 - КРУЭ	0,85	32,21				0,060
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	3	6			КРУЭ - Сеть	6,85	47,94				
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	3	6			КРУЭ - Сеть	6,85	47,94				
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	3	6			КРУЭ - Сеть	6,85	47,94				

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>		1	Генератор 1	1	0,021	0,292	0,021	0,292	0,062	0,875	15,594
2	<input type="checkbox"/>		2	Генератор 2	4	0,021	0,292	0,021	0,292	0,062	0,875	15,594
3	<input type="checkbox"/>		3	Сеть	6	7,340	80,670	7,340	80,670	7,340	80,670	230,000
4	<input type="checkbox"/>		4	Генератор 3	7	0,021	0,292	0,021	0,292	0,062	0,875	15,594
5	<input type="checkbox"/>		5	Генератор 4	9	0,021	0,292	0,021	0,292	0,062	0,875	15,594

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

В ПВК 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	19,88	48,27
	КРУЭ – 220 кВ	29,43	71,46
Однофазное КЗ	КРУЭ – 220 кВ	30,99	86,12

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  $k_{уд} = 1,965$  для данной мощности и  $k_{уд} = 1,717$  для класса напряжения 220 кВ.

#### 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:

$$I_{Г,НОМ} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = \frac{130,6}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,46 \text{ кА} \quad (4.31)$$

$$I_{Г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot 5,46 = 5,74 \text{ кА}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max(ПУВН)} = 1,05 \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,50 \text{ кА} \quad (4.32)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{519,75}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,34 \text{ кА} \quad (4.33)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{519,75}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,45 \text{ кА} \quad (4.34)$$

#### 4.10 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 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:

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ \text{ сист}} \quad (4.35)$$

$$I_{НОМ} \geq I_{раб \max} \quad (4.36)$$

$$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (4.37)$$



$$B_{к,ном} \geq B_{к,расч} \quad (4.38)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения был выбран элегазовый выключатель ВГГ–15 и разъединитель РВРЗ-20/8000 [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-15	Разъединитель РВРЗ-20/8000
$U_{сети\ ном} = 13,8\text{ кВ}$	$U_{ном} = 15\text{ кВ}$	$U_{ном} = 20\text{ кВ}$
$I_{г,раб} = 5740\text{ А}$	$I_{ном} = 6300\text{ А}$	$I_{ном} = 8\text{ кА}$
$i_y = 86,12\text{ кА}$	$i_{эл,дин} = 130\text{ кА}$	$i_{эл,дин} = 250\text{ кА}$
$I_{п0} = 30,99\text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 63\text{ кА}$	$I_{т.ст} = 100\text{ кА}$
	$t_{откл} = 3\text{ с}$	$t_{откл} = 3\text{ с}$
$B_{к,расч} = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 30,99^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 76,83\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-15:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 30,99 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 32,93\text{ кА} \quad (4.39)$$

$$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 66,95\text{ кА} \quad (4.40)$$

$$i_{а,ном} \geq i_{ат} \quad (4.41)$$

$$66,95 \geq 32,93$$

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

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	8
				$\Sigma = 24 В \cdot А$

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

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

#### 4.11 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбран трансформатор тока ТШЛ–20-1 [27]. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ–20-1 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–20-1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5740 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20 [27]. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливают со стороны низшего напряжения ОПН-П1-15/18,0/10/2УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО» с  $U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{доп раб}} = 18 \text{ кВ}$ ,  $I_{\text{разр}} = 10 \text{ кА}$  [24].

## 4.12 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF<sub>6</sub>) 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 <sub>ном</sub> = 220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	
Ток электродинамической стойкости, кА	I <sub>d</sub> = 1255
Ток термической стойкости, кА	I <sub>T</sub> = 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 Технические данные защищаемого оборудования

В таблицах 5.1-5.3 представлено параметры оборудования (генератор, силовой трансформатор и трансформатор собственных нужд), которое нуждается в защите.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1230/140-56
мощность номинальная	полная	130,6 МВА
	активная	104,5 МВт
номинальное напряжение		13,8 кВ
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
частота		50 Гц
частота вращения		107,1 об/мин
число фаз обмотки статора (число параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		5464 А
ток ротора при номинальной нагрузке		1300 А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		350 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	0,96
	переходное $X'_d$	0,3
	сверхпереходное $X''_d$	0,2

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора

Тип	ТДЦ-200000/220
мощность номинальная	200 МВА
номинальное напряжение	242/13,8 кВ
напряжение короткого замыкания	11 %
группа соединений	Ун/Δ - 11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТСЗ-6000/6
мощность номинальная	6 МВА
номинальное напряжение	6/0,4 кВ
напряжение короткого замыкания	5 %
группа соединений	Ун/Δ - 11

### 5.3 Перечень защит блока

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

#### **Защиты генератора СВ-1230/140-56:**

- продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- защита от повышения напряжения;
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- 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;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

#### **Защиты силового трансформатора ТДЦ-200000/220:**

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);
- токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- резервная максимальная токовая защита;
- защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;
- защита от перегрева трансформатора.

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

Основные защиты:

– дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

– трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);

– 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

– токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

– УРОВ 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ).

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

– дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

– максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

– защита от перегрузки;

– реле тока охлаждения.

## **5.4 Расчёт номинальных токов**

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{130600}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5464 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{K_{\text{СХ}} I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1 \cdot 5464}{6000/5} = 4,55 \text{ А} \quad (5.2)$$

Так как мощность генератора меньше 150 МВт, то выполнена схема самовозбуждения.

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1300}{1,2255} \cdot 350 = 371,28 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принят трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 400 кВА из стандартного ряда.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 16,73 \text{ А} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ со стороны низшего напряжения:

$$I_{\text{НН ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,35 \text{ А} \quad (5.5)$$

Перерасчет тока ТВ:

$$I_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{I_{\text{НН ТВ}}}{K_{\text{ТТ ТВ}}} = \frac{577,35}{600/5} = 4,81 \text{ А} \quad (5.6)$$

## 5.5 Описание защит и расчет их уставок

### 5.5.1 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:  $I_{\text{НОМ}} = 6000 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{ТТ}} = 6000/5 \text{ А}$ .

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:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.7)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР,0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.8)$$

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

Принята уставка:  $I_{\text{СР,0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}$ .



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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.9)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_G''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,2} \cdot 5464 = 30871 \text{ А} \quad (5.10)$$

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

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,2} \cdot 5464 = 3087 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.11)$$

$$K_T > \frac{3087 \cdot 2}{30871} = 0,2,$$

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):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.13)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{OTS} = (2 \div 12) \cdot I_{НОМ}$ .

Принята уставка:  $I_{OTS} = 6 \cdot I_{НОМ}$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

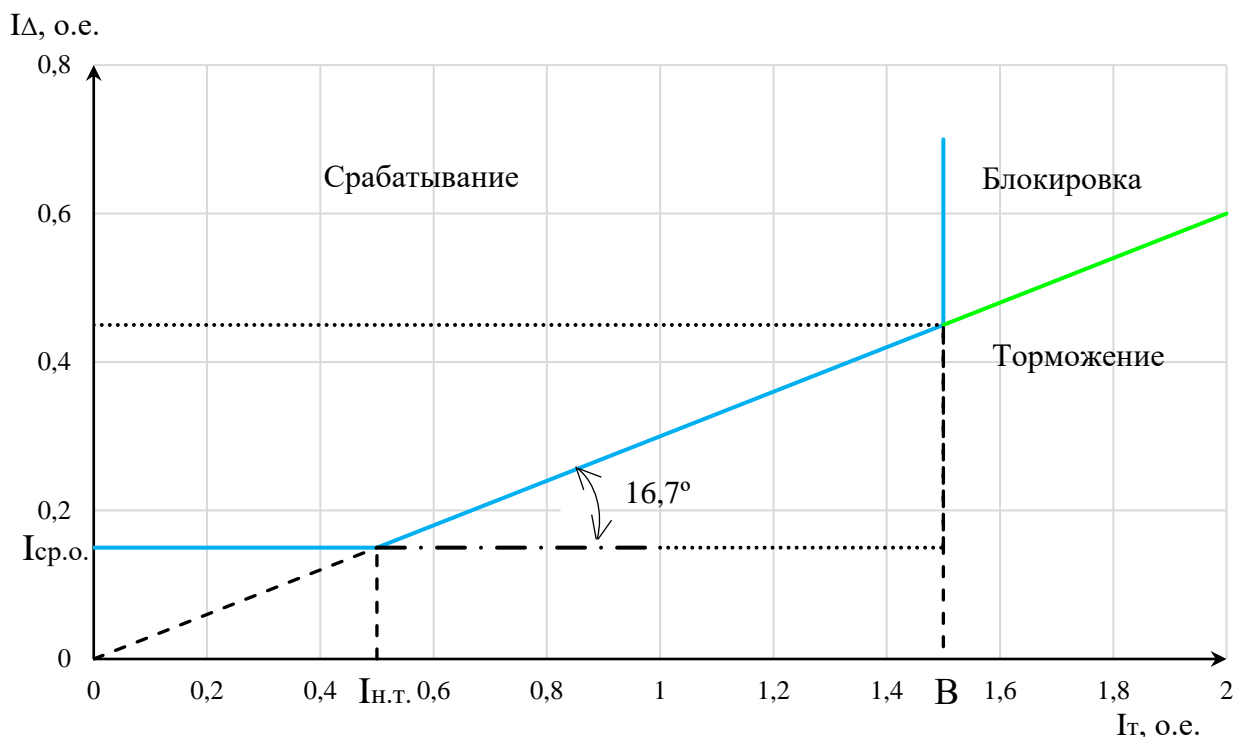


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.5.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_n$ ( $U_0$ ))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-95% витков обмотки статора со

стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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

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

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

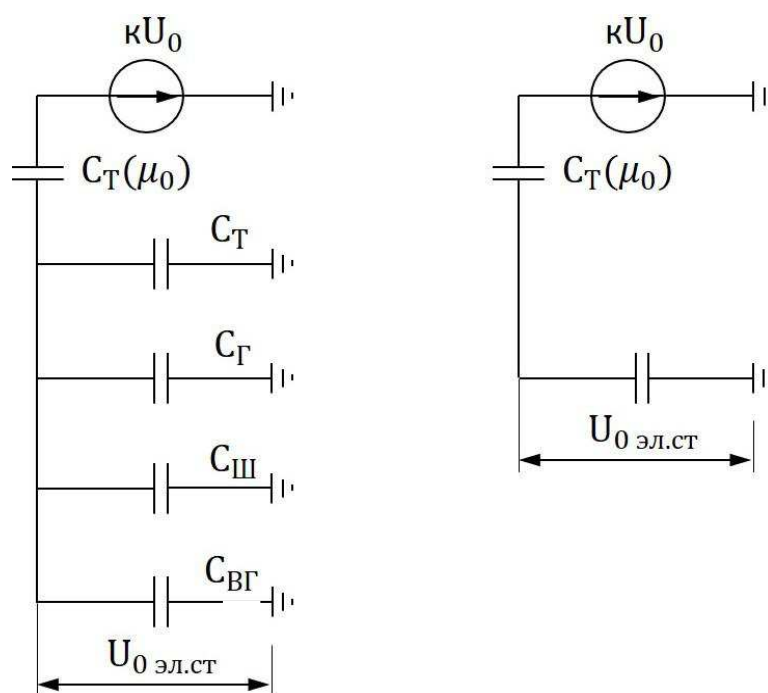


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{BG}, \quad (5.14)$$

где  $C_G$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,7 мкФ/фазу;

$C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

$C_{III}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{BG}$  – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ. Принимается равной 0,35 мкФ/фазу.

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,35 = 1,27 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.15)$$

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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,27 = 9,49 \text{ А}. \quad (5.17)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ по формуле 5.15:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,27} = 218,77 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 218,77}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 4,34, \quad (5.18)$$

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

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

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

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  $U_{03}$  уставку по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.19)$$

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).

### 5.5.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ )

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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.

### 5.5.4 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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}. \quad (5.22)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.23)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = (0,05 - 0,07)$ ;  
 $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$ .

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18 \quad (5.24)$$

Уставка равна:

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

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 866 \text{ с}$$

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

$$t_{CP} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.25)$$

$$A_{ИЮ} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP} \quad (5.26)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - 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), $t_{CP}$	20	56	80	125	222	500

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

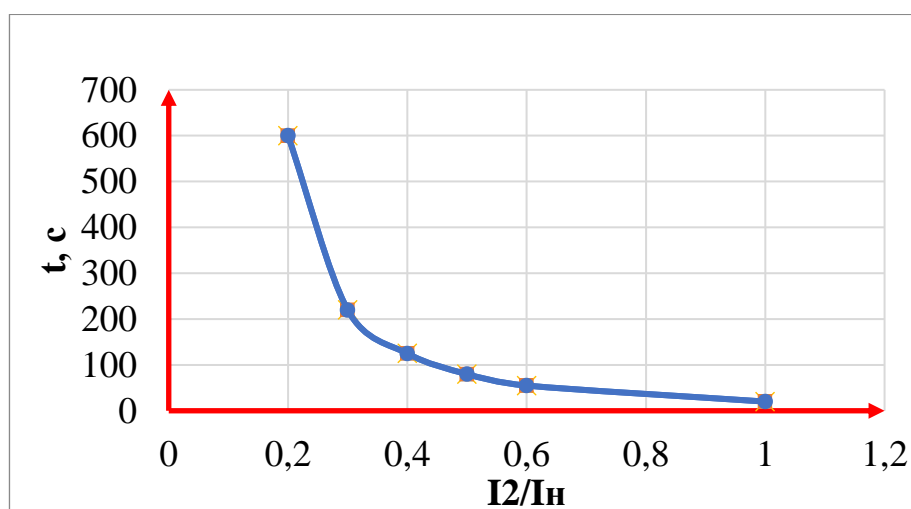


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

4) Орган токовой отсечки ( $I_{20TC}$ ) 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.

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''\text{ВН}} + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.27)$$

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

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

$X_{\text{T}}$  – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_{\text{T}}$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,41 \cdot 116,08 \cdot \frac{130,6}{242^2} = 0,11 \quad (5.28)$$

$$X_{d''\text{ВН}} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,2 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 62 \quad (5.29)$$

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{130,6}{200} = 0,07 \quad (5.30)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (62 + 0,07 + 0,11)} = 0,01 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,01 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,22 \quad (5.31)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию  $I_{2С.З.} = 0,25$ .

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



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

### 5.5.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_N}{0,98} = 1,07 \cdot I_N, \quad (5.32)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_N}{0,98} = 1,1 \cdot I_N \quad (5.33)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

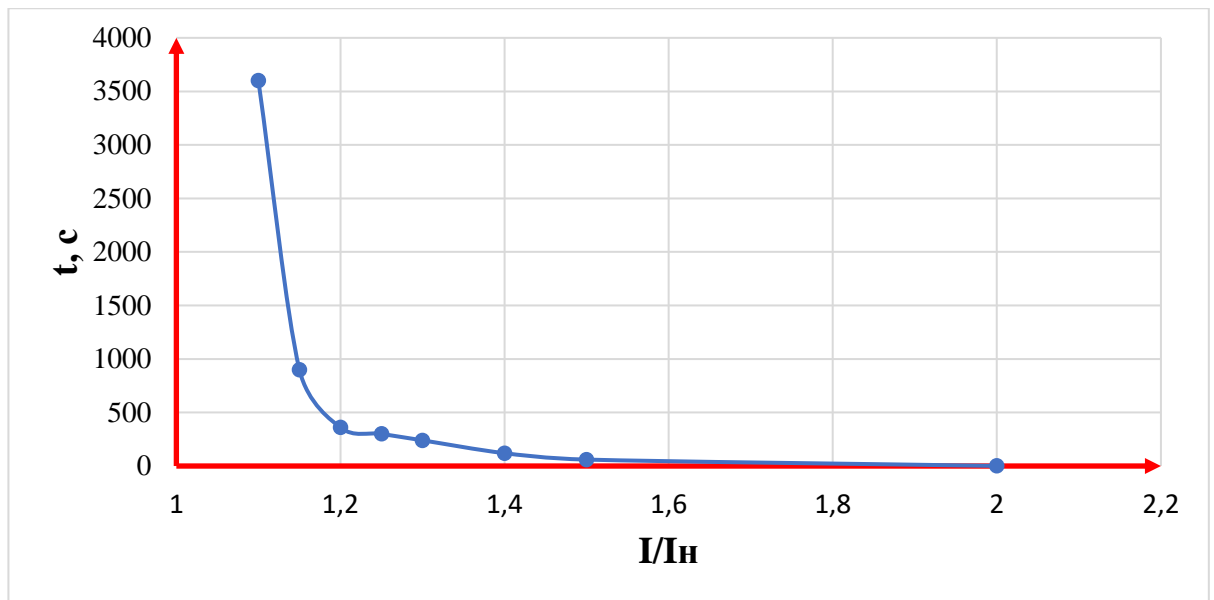


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,43 \cdot I_n, \quad (5.34)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_{\Gamma} <$ . Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot \left(\frac{13,8 \cdot 1000}{100}\right)} = 66,02 \text{ В} \quad (5.35)$$

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

### 5.5.6 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 Алтамашская ГЭС – ПС Северный Маганак:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 29,1 + \frac{0,8}{4} \cdot 48,43 = 32,97 \text{ Ом} \quad (5.36)$$

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

$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{200} = 29,1 \text{ Ом}$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ.

$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{47,94^2 + 6,85^2} = 48,43 \text{ Ом}$  – сопротивление линии 220 кВ

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,138 \cdot \frac{130,6}{200} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{130,6}{242^2} \cdot 48,43 = 0,1, \quad (5.37)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,148 \cdot 1,46 = 0,216 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{130,6} = 1,46$  – базовое сопротивление. (5.39)

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,216 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 1,88 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

Принята уставка  $Z_1 = 1,88 \text{ Ом}$

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5464} = 1,46 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,8} = 4,05 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337, \quad (5.44)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,34}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.45)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{130,6} = 0,51 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,39 \cdot 6000 / 5}{13800 / 100} = 4,43 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

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

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 10%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,12 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,53 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

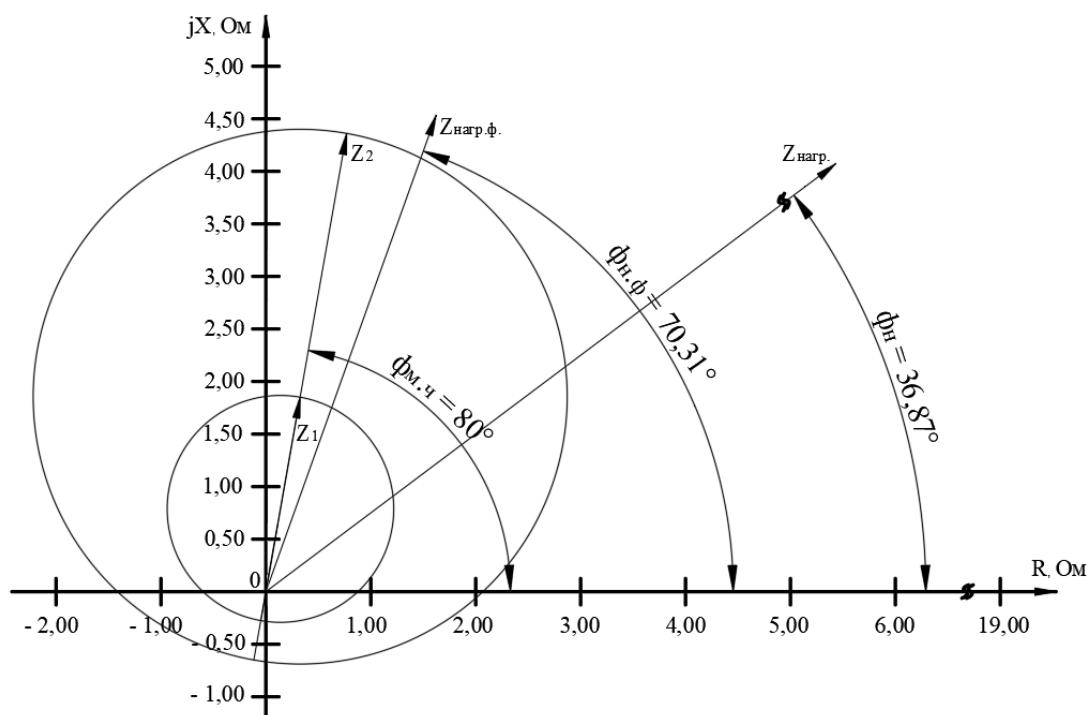


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.5.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа:

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

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.5.6), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

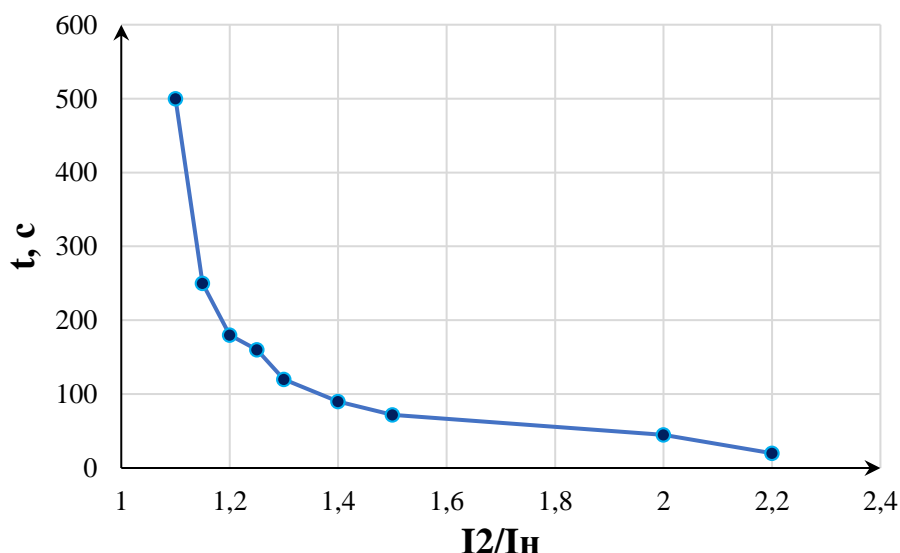


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.48)$$

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

## 5.6 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Алтамашской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных

терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия 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 отметок гребня грунтовой и бетонной плотины

#### 6.1.1. Отметка гребня грунтовой плотины (ГГП)

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 348,00 + 1,12 = 349,10 \text{ м} \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 0,62 + 0,002 + 0,5 = 1,12 \text{ м} \quad (6.2)$$

где  $h_{\text{run}1\%}$  – высота наката волн расчётной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

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

$a = 0,5 \text{ м}$  – конструктивный запас, зависит от класса сооружения.

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 350}{9,81 \cdot 25} \cdot \cos 0 = 0,002 \text{ м} \quad (6.3)$$

где  $k_w = 2,3 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент, принимаемый по СП [3, Приложение Б];  
 $V_w = 22 \text{ м/с}$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;  
 $L = 350 \text{ м}$  – длина разгона волны;  
 $\alpha = 0$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

$d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{348,00 - 298,00}{2} = 25 \text{ м} \quad (6.4)$$

Из СП [37]

$$K_w = 3 \cdot \left( 1 + 0,0138 \cdot \frac{V_w}{\sqrt[3]{g \cdot v}} \right) \cdot 10^{-7} \quad (6.6)$$

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

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 350}{22^2} = 7,09 \quad (6.6)$$



$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9632 \quad (6.7)$$

где  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ .

Из СП [37] по верхней кривой

$$\begin{aligned} \text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 7,09 & \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0052; & \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 0,74 \\ \text{Для } \frac{gT}{V_w} = 9632 & \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,077; & \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,8 \end{aligned}$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\begin{aligned} \bar{T} &= 0,74 \frac{V_w}{g} = 0,73 \cdot \frac{22}{9,81} = 1,66 \text{ с} \\ \bar{h} &= 0,0052 \frac{V_w^2}{g} = 0,0052 \cdot \frac{22^2}{9,81} = 0,26 \text{ м} \end{aligned}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,66^2}{2 \cdot 3,14} = 4,30 \text{ м} \quad (6.8)$$

Условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , выполняется, так как  $25 > 4,30 \cdot 0,5 = 2,15$ .

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,26 \cdot 2,09 = 0,54 \text{ м} \quad (6.9)$$

где  $k_i$  – коэффициент, определяемый из СП [37].

Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 0,85 \cdot 0,54 = 0,62 \text{ м} \quad (6.10)$$

где  $k_r = 1$ ,  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;  $k_{sp} = 1,5$

$k_{run} = 0,85$  – коэффициент, зависит от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{4}{0,54} = 8,02$

на глубокой воде.

### 6.1.2. Отметка гребня бетонной плотины (ГБП)

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметка гребня определена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a \quad (6.11)$$

где  $a = 0,6 \text{ м}$  – величина запаса, зависит от класса сооружения.

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 348,00 + 0,54 + 0,002 + 0,6 = 349,10 \text{ м}$$

## 6.2 Гидравлические расчеты

### 6.2.1 Расчет пропускной способности водосливной плотины

По кривой зависимости отметки НБ от расхода определены отметки НБ при основном и поверочном случаях (рисунок 6.1). В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 1%, поверочный – 0,1%.

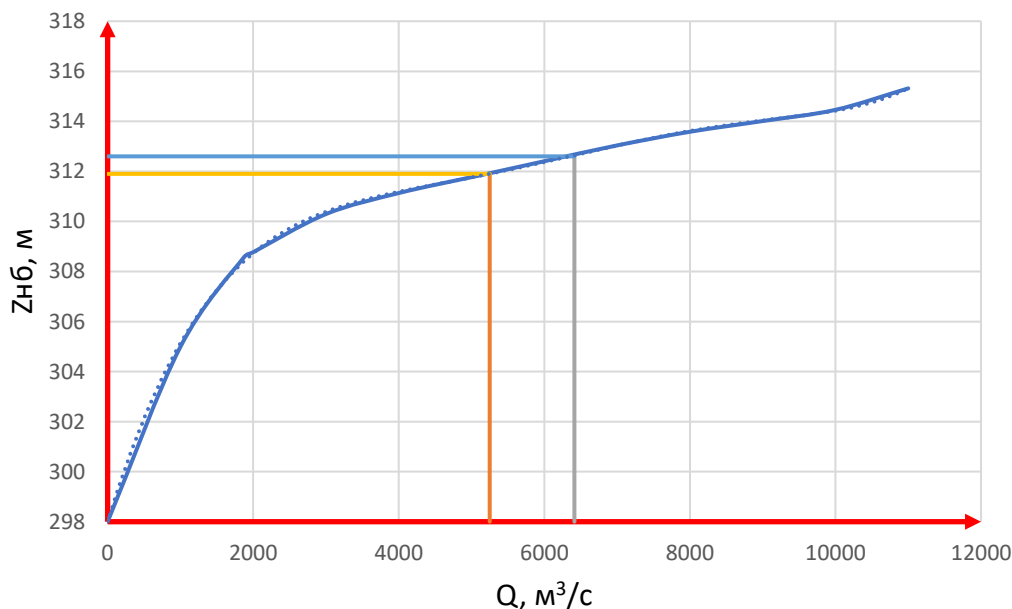


Рисунок 6.1 – Отметки  $\nabla$ НБ при основной и поверочной обеспеченностях

По кривой связи (рис. 6.1) определяют:

При расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 5249,4 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla$ УНБ = 311,90 м

При расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 6413,2 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla$ УНБ = 312,60 м

При расходе  $Q_{\text{сан.поп.}} = 225 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla$ УНБ = 300,10 м

### 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 случаях:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 348,00 - 311,90 = 36,10 \text{ м} \quad (6.12)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 350 - 312,6 = 37,4 \text{ м} \quad (6.13)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как  $H_{\text{осн}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$  и  $H_{\text{пов}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$ .  $H_{\text{Т}}^{\text{min}} = 27,38 \text{ м}$ .

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

$$Q_{\text{Га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{Га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{105 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (36,10 - 0,5) \cdot 0,903} = 332,95 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.14)$$

$$Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{Га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{105 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (37,4 - 0,5) \cdot 0,903} = 321,2 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.15)$$

Согласно СП [37] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов –  $m$ , должно быть не более  $(n - 1)$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ .

Следовательно,  $m = 4 - 1 = 3$ .

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = m \cdot Q_{\text{Га}}^{\text{осн}} = 3 \cdot 332,95 = 998,85 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.16)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = m \cdot Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = 3 \cdot 321,2 = 963,7 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.17)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c, \quad (6.18)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 5249,4 - 998,8 - 1112,8 = 3137,7 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(11,63 + 3,08) \cdot 10^9}{13219200} = 1112,8 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.19)$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c \quad (6.20)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 6413,2 - 963,7 - 1112,78 = 4336,7 \text{ м}^3/\text{с}$$

### 6.2.3 Определение количества и размера водовыпусков

Необходимо задаться диаметром водовыпускного отверстия  $D$  в интервале от 1 до 5 м.

Был принят диаметр  $D = 5,0$  м в связи с тем, что большие расходы через водосливную плотину.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее

$$\frac{D}{2} + 2,0 = 2,5 + 2,0 = 4,5 \text{ м}$$

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО:

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{ГАЛ}} + h_{\text{гал}} + 4,5 = 298,00 + 3,5 + 4,5 = 306,00 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где  $\nabla_{\text{ГАЛ}}$  – отметка пола галереи;

$h_{\text{гал}}$  – высота галереи.

Напор над центром входного сечения водовыпуска Н:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{348,00 - 333,89}{2} - 306 = 34,95 \text{ м} \quad (6.22)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 19,63 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 34,95} = 411,3 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.23)$$

где  $\mu = 0,8$  – коэффициент расхода;

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2,5^2 = 19,63 \text{ м}^2$  – площадь водовыпускного отверстия диаметром 5,0 м.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода  $Q_c$ :

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{1112,8}{411,3} = 2,69, \quad (6.24)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода  $n = 3$ .

#### 6.2.4 Определение ширины водосливного фронта

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 3 \cdot 13,90 = 41,7 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.25)$$

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. Принято  $[v_h] = 3 \text{ м/с}$ .

$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{НБ осн}} - \nabla_{\text{дно}} = 311,90 - 298,00 = 13,90$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой  $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{осн max}}$

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 41,7 = 52,12 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.26)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{3137,7}{52,1} = 60,2 \text{ м} \quad (6.27)$$

С другой стороны, ширина водосливного фронта определяется по формуле (6.28), при этом подбирается ближайшее большее возможное значение.

$$B = b \cdot n = 16 \cdot 4 = 64 \text{ м} \quad (6.28)$$

где  $b = 16$  м – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 4$  – число пролётов.

### 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 –  $H_{02}$

$$H_{01\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{3137,7}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,99 \text{ м}, \quad (6.29)$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{3137,7}{0,49 \cdot 0,946 \cdot 1 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,29 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где  $\sigma = 1$  – коэффициент подтопления;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет, определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[ \frac{\zeta_y + (n-1)\zeta_6}{n} \right] \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{7,99}{16} = 0,946, \quad (6.31)$$

где  $b$  – ширина пролёта;

$n$  – число пролётов;

$\zeta_y = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев;

$\zeta_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Скорость подхода потока к водосливу:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\text{НПУ}-\text{Дно})(B+(n-1)\delta_B)} = \frac{3137,7}{(348,00-298,00)\cdot(64+(4-1)\cdot 4)} = 0,83 \text{ м/с}, \quad (6.32)$$

где  $\delta_B$  – толщина быка, зависит от конструкции затворов и размеров перекрывааемых 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).;

$B = 64$  м – ширина водосливного фронта.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 8,29 - \frac{1,1 \cdot 0,83^2}{2 \cdot 9,81} = 8,25 \text{ м}; \quad (6.33)$$

### 6.2.6 Определение отметки гребня водослива

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 348,00 - 8,0 = 340 \text{ м} \quad (6.34)$$

где  $H_{\text{ст}} = 8,0$  м – стандартный напор, ближайший к напору, найденному по (6.34), в соответствии с техническим регламентом.

### 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:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{4336,7}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,91 \text{ м}$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{4336,7}{0,49 \cdot 0,933 \cdot 1 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,39 \text{ м}$$

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

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B+(n-1)\delta_B)} = \frac{4336,7}{(348,00-298,00)\cdot(64+(4-1)\cdot 4)} = 1,14 \text{ м/с}$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^{\text{пов}2}}{2g} = 6,57 - \frac{1,1 \cdot 1,14^2}{2 \cdot 9,81} = 10,32 \text{ м}$$

Расчётная отметка форсированного уровня, при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 340,00 + 10,32 = 350,32 \text{ м} \quad (6.35)$$

По причине того, что расчетная отметка ниже заданной, принята проектная отметка  $\nabla\text{ФПУ} = 350,40 \text{ м}$ .

### 6.2.8 Построение профиля водосливной грани

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

Построение профиля водосливной грани производится по [41].

Так как в данной таблице координаты приведены для значения  $H = 1 \text{ м}$ , то для того, чтобы вычислить нужные координаты, необходимо каждую координату необходимо умножить на напор  $H_{\text{ст}} = 8 \text{ м}$ .

В результате умножения были получены следующие координаты (табл. 6.1) и построен оголовок (рисунок 6.2).

Таблица 6.1 – Координаты оголовка для построения

$x$	$y$	$x$	$y$
0	1,01	8	2,048
0,8	0,288	8,8	2,568
1,6	0,056	9,6	3,152
2,4	0	10,4	3,8
3,2	0,048	11,2	4,512
4	0,216	12	5,288
4,8	0,48	12,8	6,112
5,6	0,8	13,6	6,984
6,4	1,168	14,4	7,896
7,2	1,584	15,2	8,864

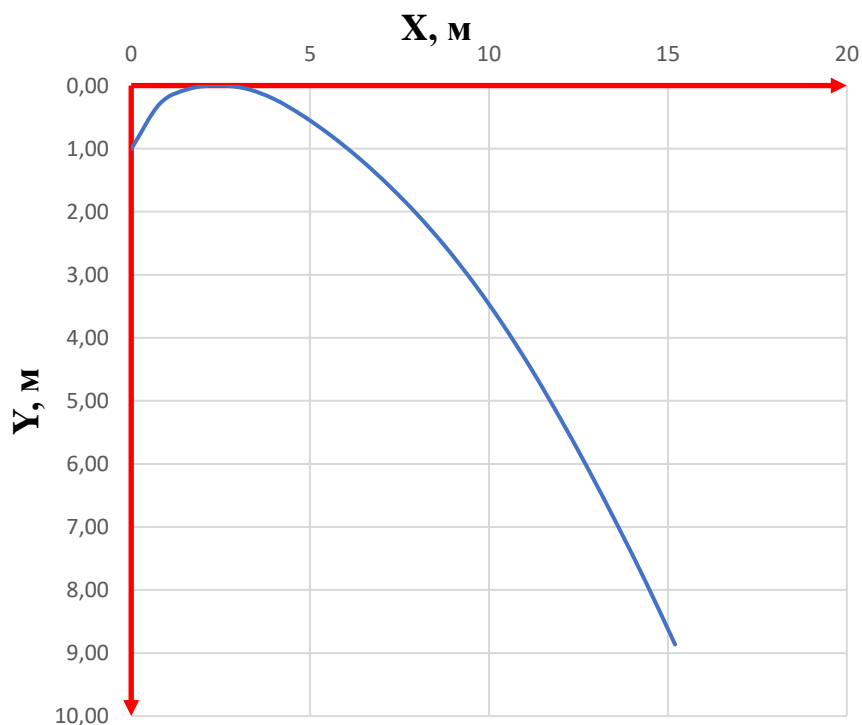


Рисунок 6.2 – Профиль А

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусом  $R$ . Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины  $p_B$  и напора на водосливе  $H_{ст}$  [41].

$$H = 8 \text{ м}, p_B = 42 \text{ м}, R = 18,46 \text{ м}$$

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 340,00 + 1,6 \cdot 8 = 352,80 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей отметке из трёх: грунтовой плотины  $\nabla_{ГГП}$ , бетонной плотины  $\nabla_{ГБП}$  и отметки верха быка  $\nabla_{ГБ}$ . Принята отметка гребня быка.

### 6.2.9 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 348,00 - 298,00 = 50 \text{ м} \quad (6.37)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3137,7^2}{(64 + 3 \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 5,76 \text{ м} \quad (6.38)$$



Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}} \quad (6.39)$$

где  $q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{3137,7}{64 + 4 \cdot (4-1)} = 41,29 \text{ м}^3/\text{с};$  (6.40)

$\varphi = 0,9$  – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

В первом приближении значение  $h'_c$  в знаменателе принято равным нулю:

$$h'_c = \frac{41,29}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (50 - 0)}} = 1,46 \text{ м}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{41,29}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (50 - 1,46)}} = 1,49 \text{ м}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (h_{\text{кр}}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{1,49}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (5,76/1,49)^3} - 1 \right] =$$

$$= 15,3 \text{ м} \quad (6.41)$$

Так как  $h''_c = 15,3 \text{ м} > h_{\text{нб}} = 13,9 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Толщина водобойной плиты определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 29,31 \cdot \sqrt{1,49} = 5,36 \text{ м} \quad (6.42)$$

где  $v_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + \delta_B \cdot (n-1))} = \frac{3137,7}{1,49 \cdot (64 + 4 \cdot (4-1))} = 29,31 \text{ м/с}$  (6.43)

Принимаем толщину плиты водобоя 5,4 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_B = 0,85 \cdot l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 69 = 59 \text{ м} \quad (6.44)$$

где  $l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 15,3 - 1,49) = 69 \text{ м}$  (6.45)

### 6.2.10 Расчёт водобойной стенки

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 15,3 - 8,58 = 8,3 \text{ м} \quad (6.46)$$

где  $H_{\text{ст}}$  – напор над водобойной стенкой.

$$H_{ст} = \left( \frac{q_c}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha \cdot q_c^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2} \quad (6.47)$$

$$H_{ст} = \left( \frac{41,29}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 41,29^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 15,3)^2} = 8,58 \text{ м}$$

Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой. Высота слоя воды перед водобойной стенкой:

$$T_0 = H_{ст} + h_{ст} = 8,58 + 8,3 = 16,84 \text{ м} \quad (6.48)$$

По (6.39) сопряжённая глубина в первом приближении:

$$h_c' = \frac{41,29}{1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (16,84 - 0)}} = 2,39 \text{ м}$$

Во втором приближении:

$$h_c' = \frac{41,29}{1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (16,84 - 2,39)}} = 2,58 \text{ м}$$

По (6.41):

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h_c')^3} - 1 \right] = \frac{2,58}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (5,76/2,58)^3} - 1 \right] = 12,42 \text{ м}$$

Так как глубина в НБ больше, чем вторая сопряжённая глубина ( $h_{нб} = 13,9 \text{ м} > h_c'' = 12,42 \text{ м}$ ) прыжок за водобойной стенкой затоплен, следовательно, гасители энергии за стенкой не требуются.

Принимаем высоту водобойной стенки 8,3 м.

## 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:

- отсутствие растягивающих напряжений в плотине
- устойчивость ее против сдвига по основанию

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяется ширина подошвы плотины:

$$B_{\Pi}^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}}(1-n)+n \cdot (2-n)-\alpha_1}} \quad (6.49)$$

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

$\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды;

$\rho_{\text{б}} = 2446,5 \text{ кг/м}^3$  – плотность бетона;

Высота плотины равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 348 - 292,6 = 55,44 \text{ м} \quad (6.50)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНО}} - \delta_{\text{в}} = 298 - 5,44 = 292,6 \text{ м} \quad (6.51)$$

где  $\delta_{\text{в}}$  – толщина водобойной плиты.

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяется ширина подошвы плотины:

$$B_{\Pi}^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg} \varphi \cdot \left( \frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)} \quad (6.52)$$

где  $\varphi = 20$  – угол внутреннего трения грунта основания;

$\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины.

Расчетные данные для построения зависимостей  $B_{\Pi}^I = f(n)$  и  $B_{\Pi}^{II} = f(n)$  представлены в таблице 6.2, зависимости представлены на рисунке 6.3.

Таблица 6.2 – Координаты зависимостей  $B_{\Pi}^I = f(n)$  и  $B_{\Pi}^{II} = f(n)$

n	$B_{\Pi}^I$	$B_{\Pi}^{II}$
0	32,41	85,38
0,1	33,86	81,21
0,2	35,52	77,43
0,3	37,46	73,98
0,4	39,75	70,83
0,5	42,51	67,93
0,6	45,95	65,27
0,7	50,39	62,8
0,8	56,42	60,51
0,9	65,32	58,39

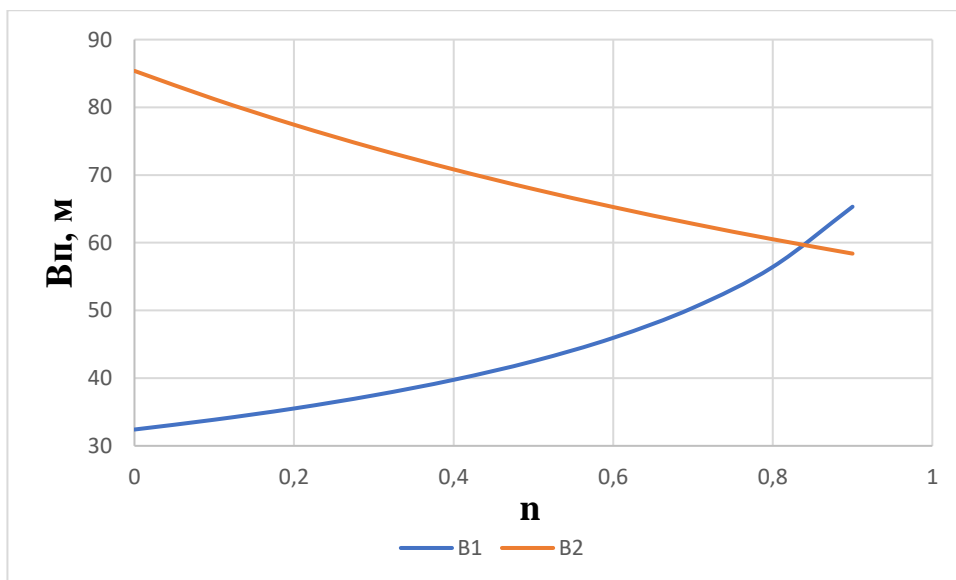


Рисунок 6.3 – Пересечение кривых  $B_{п}^I = f(n)$  и  $B_{п}^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке  $B_{п} = 59,6$  м и  $n = 0,8411$ .

Принята ширина подошвы плотины 59,6 м.

Установлены размеры зубьев: ширина зуба  $b_{зуба} = 5$  м, высота зуба  $h_{зуба} = 3$  м.

### 6.3.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

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

В плотинах на нескальном основании разрезка швами в основном произведена по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. Расстояние между температурно-осадочными швами 24 м.

Деформационные температурно-осадочные швы устроены вертикальными шириной 4-5 см в верхней части и 1-1,5 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов 1-2 см.

### 6.3.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Разрезной бык состоит из двух полубычков, их суммарная толщина 4 м.

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Ширина пазы составляет 1 м. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора.

### 6.3.4 Устои

Устои, сопрягающие здание ГЭС и водосбросную плотину, а также водосбросную и глухую плотины имеют ширину равную ширине быка, высота и длина сопрягающих стенок со стороны НБ выбраны в соответствии с параметрами здания ГЭС. Длина стенки, сопрягающей водосбросную плотину и здание ГЭС 68,8 м, длина стенки, сопрягающей водосбросную и глухую плотины равна 14 м.

Устой, сопрягающий бетонную глухую плотину с берегом, имеет трапецеидальную форму, размеры устоя: ширина 11,6 м, длина 111 м.

### 6.3.5 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем  $a_{др} = 14,85$  м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}} \quad (6.53)$$

$$14,85 \text{ м} \geq \frac{47,9 \cdot 1,2}{25} = 2,4 \text{ м}$$

где  $H_d = 47,9$  м – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$I_{кр.т} = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Принято  $a_{др} = 14,85$  м.

### 6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 15 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки  $\nabla_{гал1} = 298,00$  и  $\nabla_{гал2} = 313,00$  и размеры галерей, соответственно,  $3 \times 3,5$  и  $2 \times 2,5$  м.

### 6.3.7 Основные элементы плотины

В состав плотины входят: фундаментная плита, водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберма с ковшом, бетонный понур, шпунт, зубья, дренажи в теле плотины и основании.

## 6.4 Конструирование элементов подземного контура плотины

### 6.4.1 Понур

Назначение понура – уменьшить фильтрационный расход и снизить противифльтрационное давление в основании плотины путём удлинения путём фильтрации.

Длина бетонного понура:

$$l_{\text{п}} = 1,5 \cdot H = 1,5 \cdot 50 = 71,9 \text{ м} \quad (6.54)$$

где  $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 348 - 300,1 = 47,9 \text{ м}$ .

### 6.4.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устроены дренажи.

Применён трёхслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы.

Суммарная толщина дренажа не более 1,5 м.

### 6.4.3 Шпунтовая стенка

Применён железобетонный шпунт. Толщина шпунта 15 см. Водонепроницаемость достигается устройством специального замка. Преимуществом железобетонных шпунтов является изготовления их на месте строительства.

Длина шпунта, устраиваемого у верхней грани фундаментной плиты:

$$L_{\text{шп}} = 0,5H = 0,5 \cdot 50 = 25 \text{ м} \quad (6.55)$$

где  $H = 50 \text{ м}$  – напор на сооружении.

## 6.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа

### 6.5.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Под водобойной плитой устроен плоский горизонтальный дренаж с обратным фильтром. Для отвода фильтрующейся воды устроены дренажные колодцы в отдельных устоях и сопрягающих стенках. Толщина водобоя определена по формуле В.Д. Домбровского (2.38).

### 6.5.2 Рисберма и ковш

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкции рисбермы по течению уменьшается, достигается это путём уменьшения толщины плит. Толщину плит рисбермы 1-го порядка назначают не менее половины толщины водобоя, далее по потоку толщину плит уменьшают, толщина последней плиты должна быть не менее 0,5 м. Под плитами устраивают обратный фильтр.

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша. Глубина ковша определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_n}} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{41,7}{0,8}} = 7,9 \text{ м} \quad (6.56)$$

где  $K_p = 1,1$  – коэффициент, зависящий от условий размыва;

$q_p = 41,7 \text{ м}^3/\text{с}$  – удельный расход на рисберме;

$V_n = 0,8 \text{ м/с}$  – не размывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока в НБ 1 м.

Дно ковша присыпано слоем мелкого камня толщиной 3 м. Уклон откосов ковша 1:2.

Общая длина послепрыжкового участка определена по опыту проектирования рисберм в России:

$$l_{пп} = 2l_b = 2 \cdot 59 = 118 \text{ м} \quad (6.57)$$

где  $l_b$  – длина водобоя.

### 6.6 Фильтрационные расчёты подземного контура

Для нескального основания фильтрационный расчёт произведён методом удлинённой контурной линии.

Подземный контур плотины со всеми элементами вычерчен в определённом масштабе.

Длина проекции подземного контура на горизонталь:

$$l_0 = L_{\text{пон}} + B_{\text{п}} = 71,9 + 59,7 = 131,6 \text{ м} \quad (6.58)$$

где  $B_{\text{п}}$  – ширина подошвы плотины.

Длина проекции подземного контура на вертикаль:

$$S_0 = \nabla_{\text{ДНО}} - \nabla_{\text{НЗ}} + L_{\text{шп}} = 298,00 - 289,6 + 25 = 33,44 \text{ м} \quad (6.59)$$

где  $\nabla_{\text{НЗ}}$  – отметка низа зубьев.

Глубина активной зоны фильтрации определена в соответствии с отношением  $l_0/S_0$ :

$$T_a = 2,5S_0 = 2,5 \cdot 33,44 = 83,6 \text{ м} \quad (6.60)$$

Так как водоупор в основании отсутствует, за расчётную глубину  $T_p$  принята  $T_a$ .

Среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура, включая участки дна в верхнем и нижнем бьефе, до водоупора:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_2 + T_3 + T_4 + T_5 + T_6}{6} = \frac{83,6 + 81,6 + 75,16 + 78,16 + 75,16 + 83,6}{6} = 79,55 \text{ м} \quad (6.61)$$

где  $T_1 = T_6 = T_a = 83,6 \text{ м}$ ;

$$T_2 = T_1 - 2,00 = 81,6 \text{ м};$$

$$T_3 = T_5 = T_1 - (\nabla_{\text{ДНА}} - \nabla_{\text{НЗ}}) = 83,6 - (298,00 - 289,6) = 75,16 \text{ м};$$

$$T_4 = T_1 - (\nabla_{\text{ДНА}} - \nabla_{\text{ПОД}}) = 83,6 - (298,00 - 292,6) = 78,16 \text{ м}.$$

Параметры фильтрационного потока определены с помощью построения треугольника потерь напора. Длина участков  $l_{0-1}$  и  $l_{13-14}$ :

$$l_{0-1} = l_{13-14} = 0,44T_{\text{ср}} = 0,44 \cdot 79,55 = 35 \text{ м} \quad (6.62)$$

Действительный напор:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 348 - 300,1 = 47,90 \text{ м} \quad (6.63)$$

Измеренные значения напора в каждой точке схемы занесены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расстояния, снятые с треугольника потерь напора

№	$H_d, \text{ м}$
0	47,9
1	41,667
2	41,488



Продолжение таблицы 6.3

№	$H_d, \text{ м}$
3	28,672
4	27,71
5	27,264
6	22,808
7	18,352
8	17,906
9	17,15
10	9,378
11	8,622
12	7,731
13	6,233
14	0

## 6.7 Обоснование надежности и безопасности плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе –  $\nabla \text{УНБ}_{\min}$ .

### 6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

#### 6.7.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил  $S_{\text{пл}}$  и  $S_{\text{б}}$  определяются в программе AutoCAD:  $S_{\text{пл}} = 1335,89 \text{ м}^2$ ,  $S_{\text{б}} = 1933,47 \text{ м}^2$ .

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1335,89 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2446,5}{16 + 4} = 25649,26 \text{ кН/м} \quad (6.64)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролёта;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка;

$\rho_{\text{б}}$  – плотность бетона

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1933,47 \cdot 4 \cdot 2446,5 \cdot 9,81}{16 + 4} = 9280,72 \text{ кН/м} \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g \quad (6.66)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b \quad (6.67)$$

$$f = (350,4 - 340,00 + 0,5) \cdot 16 = 174,4 \text{ м}^2$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 174,4 \cdot \sqrt{174,4} \cdot 9,81 = 1242,66 \text{ кН}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{1242,66}{16+4} = 62,13 \text{ кН/м} \quad (6.68)$$

Вес 1 п.м. понура:

$$G_{\text{п}} = S_{\text{п}} \cdot g \cdot \rho_6 = 143,8 \cdot 9,81 \cdot 2446,5 = 3451,22 \text{ кН/м} \quad (6.69)$$

где  $S_{\text{п}} = 143,8 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения понура, определено в программе AutoCAD.

### 6.7.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды.

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{В}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 55,44^2}{2} = 15075,98 \text{ кН/м} \quad (6.70)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 348,00 - 292,56 = 55,44 \text{ м}$ .

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 7,54^2}{2} = 278,86 \text{ кН/м} \quad (6.71)$$

где  $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 300,1 - 292,56 = 7,54 \text{ м}$ .

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- со стороны верхнего бьефа определяется площадью поперечного сечения тела давления от УВБ до фундаментной плиты или до напорной грани:

$$W_{\text{В}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{В}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 750}{1000} = 7357,5 \text{ кН/м} \quad (6.72)$$

где  $S_{\text{ЭП}}^B = 750 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

- со стороны НБ – площадью поперечного сечения тела давления от УНБ до фундаментной плиты или до низовой грани:

$$W_{\text{Н}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 9}{1000} = 100,03 \text{ кН/м} \quad (6.73)$$

где  $S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}} = 9 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

### 6.7.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,1 = 73,97 \text{ кН} \quad (6.74)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 300,1 - 292,56 = 7,54 \text{ м}$ .

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 363,77 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3568,58 \text{ кН/м} \quad (6.75)$$

где  $S_{\text{ЭП}} = 363,77 \text{ м}^2$  – площадь эюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

### 6.7.1.4 Сила фильтрационного давления

Эюра фильтрационного давления построена в п. 6. В качестве воздействия на плотину учитывается часть эюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\text{Ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 458,21 = 4495,06 \text{ кН/м} \quad (6.76)$$

где  $S_{\text{ЭП}} = 458,21 \text{ м}^2$  – площадь эюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

Суммарное фильтрационное давление на секцию понура, определяется по эюре фильтрационного давления с помощью AutoCAD, площадь данной эюры ограничена точками 1-4 и равна:  $S_{\text{ФП}} = 2522,72 \text{ м}^2$ .

### 6.7.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{Н}} = \gamma_{\text{Н}} \cdot h_{\text{Н}} \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{Н}}}{2} \right) \quad (6.77)$$

где  $\gamma_{\text{Н}} = 9,62 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_{\text{Н}}$  – толщина слоя наносов, принимаем  $h_{\text{Н}} = 2 \text{ м}$ ;

$\varphi_{\text{Н}} = 180^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

$$p_H = 11,11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 10,9 \text{ кН/м}^2$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2 \cdot 10,9}{2} = 10,9 \text{ кН/м} \quad (6.78)$$

Пассивное давление грунта отсутствует, так как в нижнем бьефе построены конструктивные элементы для гашения потока, то есть водобой и водобойная стенка. Активное давление грунта очень мало, поэтому можно принять, что оно равно нулю и не учитывать в расчетах.

### 6.7.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.79)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,54 \cdot \left( \frac{4,3}{3,14} + \frac{0,21}{2} \right) = 3,88 \text{ кН/м}$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1%-ой обеспеченности;

$\bar{\lambda}$  – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,54^2}{4,3} = 0,21 \text{ м} \quad (6.80)$$

Линия действия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже относительно уровня покоя ВБ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,3}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,54 = 0,48 \text{ м} \quad (6.81)$$

### 6.7.1.7 Сила сопротивления сдвигу анкерного понура

Сила сдвига, которую воспринимает одна секция бетонного понура (поперечное сечение), определяется как:

$$R_a = (W_{\text{п}} - W_{\text{фп}}) \cdot tg\varphi + c \cdot F \quad (6.82)$$

где  $W_{\text{п}}$  – сила веса призмы давления воды на 1 п.м. анкерного понура;

$W_{\text{фп}}$  – сила фильтрационного давления на секцию 1 п.м. понура;

$F = 143,8 \text{ м}^2$  – площадь понура;

$\varphi = 20$  – угол внутреннего трения грунта основания;

$c = 15$  – сцепление грунта основания.

$$W_{\text{п}} = S_{\text{п}} \cdot g = 3595 \cdot 9,81 = 35266,95 \text{ кН} \quad (6.83)$$

где  $S_{\text{п}} = 3595 \text{ м}^2$  – площадь давления воды на понур со стороны ВБ;

$$W_{\text{фп}} = S_{\text{фп}} \cdot g = 2522,72 \cdot 9,81 = 24747,88 \text{ кН} \quad (6.84)$$

$$R_a = (35266,95 - 24747,88) \cdot tg(20) + 15 \cdot 143,8 = 5985,63 \text{ кН}$$

## 6.8 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.

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчетов составляется таблица 6.4, в которую внесены все нагрузки. В приведённой таблице изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Графическое изображение нагрузок представлено в [Г, рис. Г.1]. Расчётные значения нагрузок представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_B$	1,0	→	15075,98	18,48	278604,05
$T_H$	1,0	←	278,86	2,51	-700,86
$W_B$	1,0	↓	7357,50	22,35	-164440,13
$W_H$	1,0	↓	100,03	27,31	2731,71
$G_б$	0,95	↓	9280,72	3,65	-32180,90
$G_{пл}$	0,95	↓	25649,26	1,07	-26072,48
$W_{взв}$	1,0	↑	3568,58	0,00	0,00
$W_{\phi}$	1,0	↑	4495,06	15,93	71606,34
$E_H$	1,2	→	10,90	0,67	8,76
$W_{волн}$	1,0	→	3,88	54,96	213,03
$q_з$	1,0	↓	62,13	13,12	-815,15
		$\Sigma \downarrow \uparrow$	32639,50	$\Sigma M$	128954,38

Расчёт крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{32639,50}{59,7} + \frac{6 \cdot 128954,38}{59,7^2} = -329,64 \text{ кН/м}^2 \quad (6.85)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.86)$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды,

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 348,00 - 292,56 = 55,44 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\sigma_x^u = -329,64 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 55,44 \cdot (1 - 0^2) = -543,87 \text{ кН/м}^2$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 55,44 + (-329,64)) \cdot 0 = 0 \quad (6.87)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.88)$$

$$\sigma_1^u = -329,64 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 55,44 \cdot 0^2 = -329,64 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 55,44 = -543,87 \text{ кН/м}^2; \quad (6.89)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{32639,50}{59,7} - \frac{6 \cdot 128954,38}{59,7^2} = -763,81 \text{ кН/м}^2 \quad (6.90)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.91)$$

$$\sigma_x^t = -763,81 \cdot 0,58^2 - 9,81 \cdot 7,54 \cdot (1 - 0,58^2) = -303,92 \text{ кН/м}^2$$

где  $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 301,00 - 292,56 = 7,54 \text{ м}$  - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 30^\circ = 0,58 \quad (6.92)$$

где  $\alpha_2 = 30^\circ$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.93)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 7,54 - 763,81) \cdot 0,58 = 398,28 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.94)$$

$$\sigma_3^t = -763,81 \cdot (1 + 0,58^2) + 9,81 \cdot 7,54 \cdot 0,58^2 = -993,76 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t \quad (6.95)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 7,54 = -73,97 \text{ кН/м}^2$$

В формулах выше:

$\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$  – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

$\tau_{xy}^u, \tau_{xy}^t$  – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$  – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

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

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

$b$  – ширина подошвы плотины.

## 6.9 Критерии прочности плотины и ее основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (6.96)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$R_b = 2,8$  МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию

$\gamma_{cd} = 1,0$  – коэффициент условия работы;

$$1,2 \cdot 1,0 \cdot |-993,76| \leq 1,0 \cdot 2,8$$

$$1192 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Условие выполняется.

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верхней грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.97)$$

$-329,64 \text{ кПа} < 0$ , условие выполняется

3. В зоне верхней грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.98)$$

$329,64 \text{ кПа} \geq 135,97 \text{ кПа}$ , условие выполняется.

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

## 6.10 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.99)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1,0$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

$F$  – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_B + W_H) \cdot \operatorname{tg} \varphi + R_a \quad (6.100)$$

$$R = (24366,80 + 8816,68 + 62,13 - 4495,06 - 3568,58 + 7357,50 + 100,03) \cdot \operatorname{tg} 20 + 5985,63 = 17865,43 \text{ кН}$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав} \quad (6.101)$$

$$F = 15075,98 - 278,86 + 3,88 + 13,08 + 0 = 14814,07 \text{ кН}$$

$$\frac{17865,43 \cdot 1,0}{14814,07 \cdot 1,0} = 1,21 \geq 1,2$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости, не превышен 10% запас прочности.



## **7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Алтамашского гидроузла**

### **7.1 Общие сведения о районе строительства**

Алтамашский гидроузел расположен в Кемеровской области на реке Кондома.

Её основные параметры:

- 1) Исток – место, где проходит граница Алтая и Кемеровской области, на хребте Бийская Грива.
- 2) Устье – на территории Кузнецкой котловины.
- 3) Длина реки – 392 км.
- 4) В створе проектируемой ГЭС водосборная площадь представляет довольно равнинную степь.
- 5) Площадь водного бассейна – 8 270 км<sup>2</sup>
- 6) Глубина максимальная – 6 м.
- 7) Основные притоки: Чулеш, Теш, Мундыбаш и Тельбес
- 8) Питание реки – преимущественно дождевое, присутствует и снеговое.
- 9) Ледостав устанавливается в середине ноября и продолжается примерно до марта. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды.

В Кемеровской области наиболее высокие температуры воздуха в области достигают летом  $+35-38^{\circ}\text{C}$ , а самые низкие зимой доходят на юге до  $-54^{\circ}\text{C}$ , на севере до  $-57^{\circ}\text{C}$ . Наблюдается неравномерность в количестве выпадения осадков. По главному хребту и западным склонам Кузнецкого Алатау атмосферных осадков выпадает за год больше 1000 мм, а на высоких участках гор - даже до 1800 мм.

Растительность территории в районе строительства Алтамашской ГЭС скудна, по берегам реки лес отсутствует.

В районе площадки строительства Алтамашского ГУ обитает 73 вида млекопитающих, около 325 видов птиц, более 40 видов рыб. Основными видами являются:

- 1) Животные: косуля, волк, лиса, барсук, колонок, горностай, ласка, заяц-беляк, обыкновенная белка, бурундук, обыкновенный хомяк.
- 2) Рыба: карп, линь, окунь, уклея, хариус, щука
- 3) Птицы: рябчики, глухари, тетерева, серые куропатки

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: кабарга сибирская, суслик, барс, выдра. 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 Алтамашского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

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 Кондома на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

## **7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96–ФЗ от 4 мая 1999 г.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Кондомы в нижнем бьефе;

Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

Также в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить очистку территории от остатков строений и мусора, от древесной и кустарниковой растительности.

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

### **7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

#### **1 Организационные**

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

#### **2 Санитарно-технические**

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2

Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

#### 7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

Код отходов по ФККО – 2014 82220101215

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{773400 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 34803 \text{ т} \quad (6.102)$$

где N – объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (773400 м<sup>3</sup>)

q – удельный норматив образования, % (q = 1,8%)

ρ – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> (ρ = 2,5 т/м<sup>3</sup>)

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные:

Код отходов по ФККО – 2014 46101001205

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве, норма образования отходов арматуры составляет 1,0%.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{57 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,14 \text{ т} \quad (6.103)$$

где N- количество арматуры, т (57 т)

q- удельный норматив образования, % (q = 1,0%)

ρ- удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> (ρ = 2,0 т/м<sup>3</sup>)

Таким образом в результате строительства будет образовано 34803 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,14 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### 7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Алтамашского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

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.

## **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 гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

## **8 Пожарная безопасность. Охрана труда**

### **8.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

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

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Алтамашской ГЭС оснащаем контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

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

### **8.2 Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию,

Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

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

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- 1) оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- 2) выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- 3) допуск к работе;
- 4) надзор во время работы;
- 5) оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

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 SF<sub>6</sub>;

- 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.

### **8.3 Противопожарная безопасность**

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

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

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

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

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

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

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

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

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

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;

- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;

- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;

- проведение противопожарных тренировок;

- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;

- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации

работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

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

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

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

## 9 Техничко – экономические показатели

### 9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	420	420	420	420	420
Число часов использования установленной мощности	Часы	6405	6405	6405	6405	6405
Выработка электроэнергии	МВт*ч	2690100	2690100	2690100	2690100	2690100
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	26901	26901	26901	26901	26901
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	2663199	2663199	2663199	2663199	2663199
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	3044	3129	3212	3289	3361
НДС к выручке	млн.руб	507	521	535	548	560

По данным из таблицы 9.1 видно, что при росте тарифа на электроэнергию увеличивается «Выручка от реализации электроэнергии» и «НДС к выручке».

Это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с приложением «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

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

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	107
Прочие	274,0	115
Итого по ГЭС		222

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

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 400 МВт до 999 МВт	0,040%	0,060%	0,080%	0,100%

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

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

Текущие затраты по гидроузлу представлены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб	34	56	85	149	167
Расходы на страхование, млн.руб	28	31	51	99	114
Эксплуатационные затраты, млн.руб	222	222	222	222	222
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб	1,2	1,3	3,2	6,2	7,1
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб	62	62	62	62	62
Налог на воду, млн.руб	16	17,4	17,4	17,4	17,4
Итого, млн.руб	369	390	441	552	589

По данным из таблицы 9.5 видно, что по мере реализации проекта увеличиваются затраты и основные расходы приходятся на Амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты, также они и другие величины наглядно показывают постепенный рост, связанный с вводом нового оборудования. В последующие года затраты становятся неизменными, что приводит к росту прибыли проекта.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы для 2025 года (рисунок 9.1).

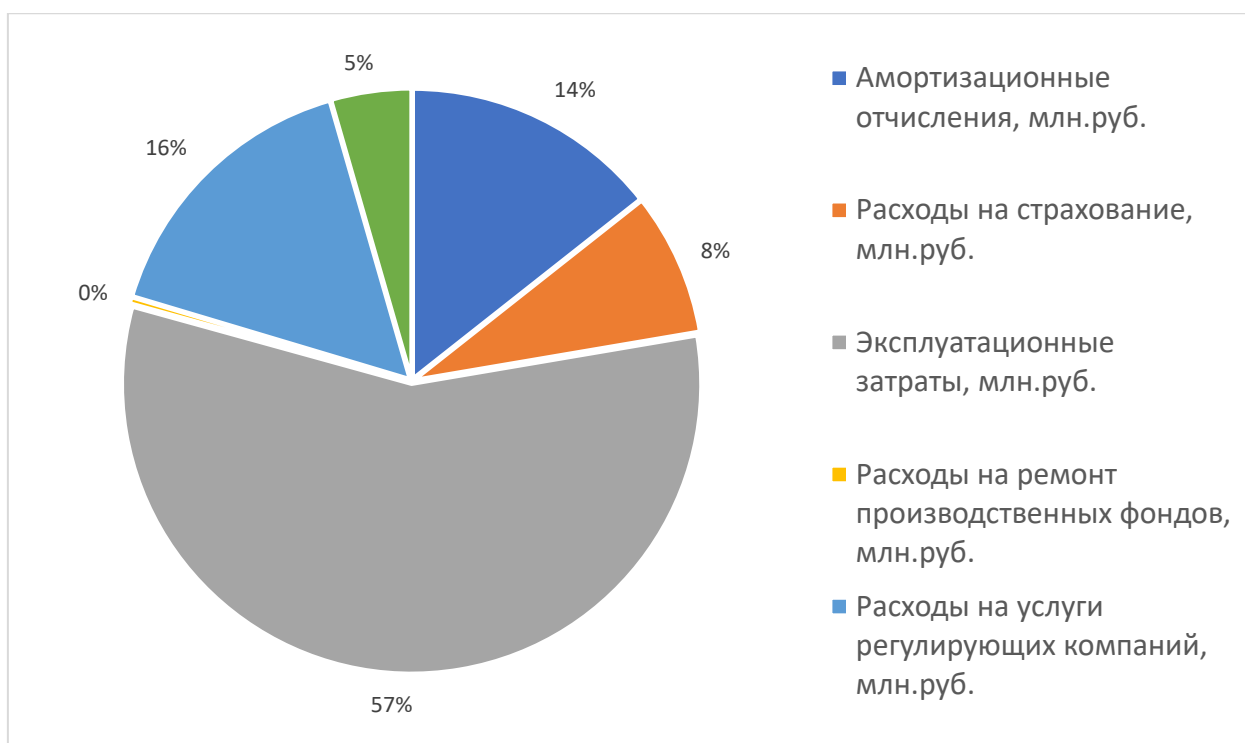


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

### 9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы показывают отток денежных средств после строительства Алтамашской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. [53].

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб	670	688	707	737	767
НДС, млн.руб	798	815	833	851	869
Взносы в социальные фонды, млн.руб	15	15	15	15	15
Налог на имущество, млн.руб	259	255	252	248	244
Итого, млн.руб	1742	1775	1807	1850	1895

По данным таблицы 9.6 видно, что основные налоговые отчисления приходятся на НДС и налог на прибыль, это связано с тем, что Алтамашская ГЭС обладает большой установленной мощностью, следовательно, на ней вырабатывается и реализуется большое количество электроэнергии. Следовательно, появляются значительные суммы налогов, выплачиваемые станцией государству.

Налоговые расходы составляют значительную часть расходов ГЭС.

#### 9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль, является конечным результатом от реализации электроэнергии генерирующей компании. В конечном итоге она представляет собой разницу между ценой продукции и себестоимостью. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млрд.руб	3641	3737	3827	3911	3995
Текущие расходы, млрд.руб	390	441	553	590	588
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млрд.руб	4369	4484	4593	4693	4794
Скорректированный налог на прибыль, млрд.руб	874	897	919	939	959
НОРАТ (чистая прибыль), млрд.руб	3495	3588	3674	3755	3835
Ставка налога на прибыль, %	20				

Из таблицы видно, что величина прибыли растет вместе с увеличением выдаваемой мощности ГЭС.

Для большей наглядности представлен график чистой прибыли с начала строительства (Рисунок 9.2). Как видно после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата (2025 год) наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод мощностей лишь наращивает прибыль.



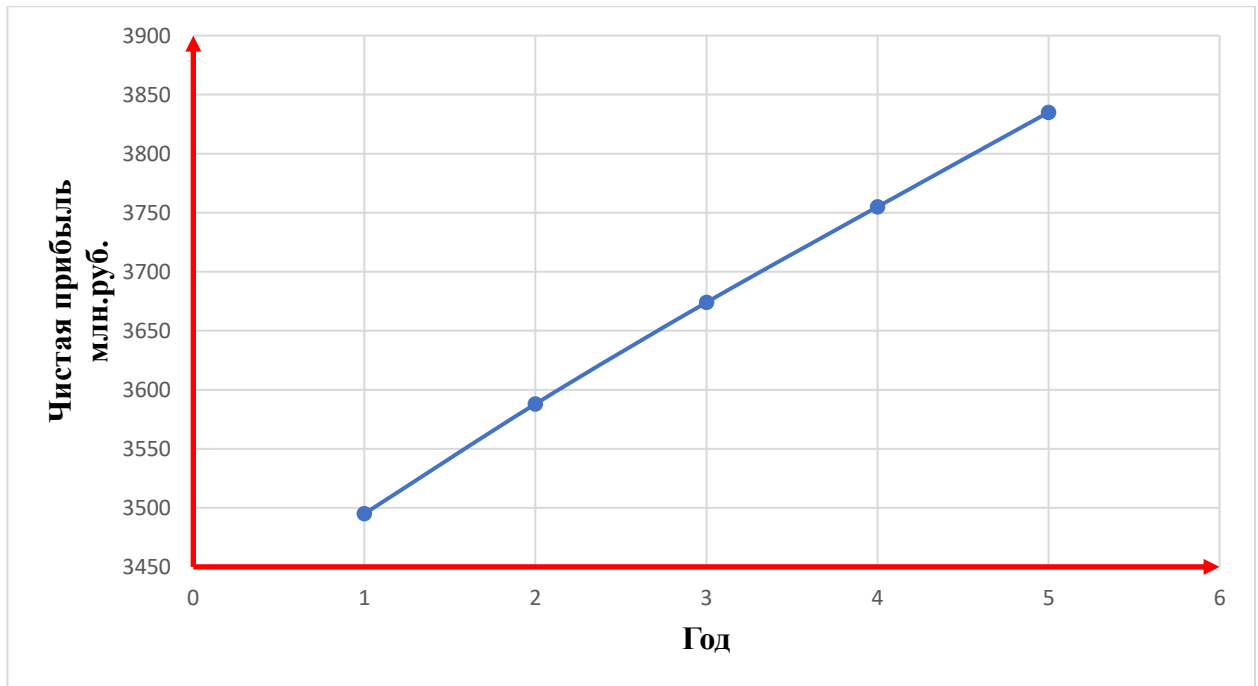


Рисунок 9.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

## 9.5 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции

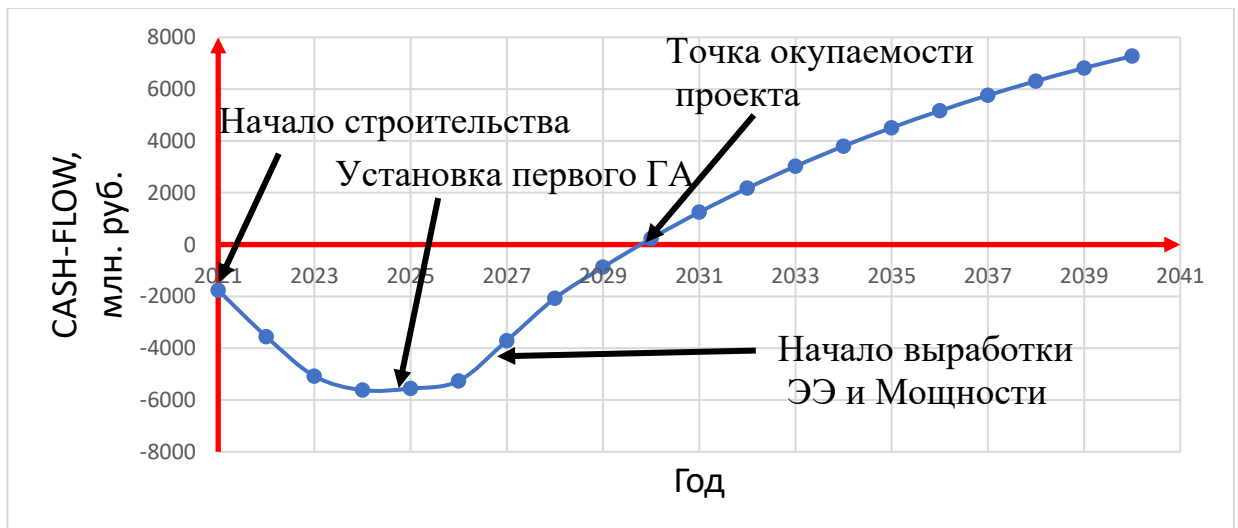


Рисунок 9.3 – График Cash-Flow

Данный график говорит нам, что проект будет приносить убытки до ввода первого агрегата и начала производства электроэнергии и мощности. Затем доход начинает покрывать затраты и приносить прибыль. Также из графика видно, что после ввода всех агрегатов, проект окупится через 9 лет.

## 9.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно ЕСУ. [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 Алтамашской ГЭС составляет 30 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 Алтамашской ГЭС на реке Кондома

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	92
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	116
Индекс прибыльности – PI, руб	1,73
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	23,24
Себестоимость эл. энергии, руб/кВт·ч	0,22
Удельные капиталовложения, руб/кВт	138000

По данным таблицы 9.8 видно, что проект окупится через 7,6 лет. Доход на конец расчетного периода составит почти 116 млн. руб, это нам говорит о привлекательности проекта для инвестирования и принесет дополнительный доход на вложенный капитал. Полученная величина себестоимости – 0,22 руб./кВт·ч, что свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС. Индекс прибыльности PI больше нуля. Из всего этого можно сделать вывод, что 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	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн.руб	1208	1120	682	754	1500
В региональный бюджет, млн.руб	70	92	205	263	259
Налоговые поступления, млн.руб	1277	1212	886	1017	1759

Строительство Алтамашской ГЭС обеспечит приток денежных средств в федеральный и региональный бюджеты, ввиду того что проектируемая станция большой мощности налоговые отчисления будут значительными. 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) Ставки налогов (рисунок 9.4);
- 2) Цена сбыта (рисунок 9.5);
- 3) Ставки дисконтирования (рисунок 9.6).

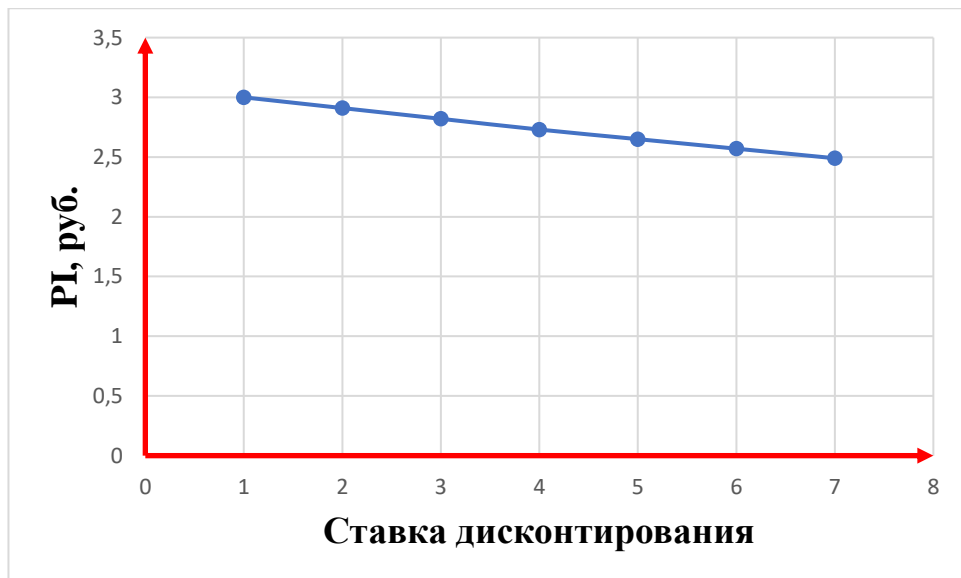


Рисунок 9.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Из графика видно, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI.

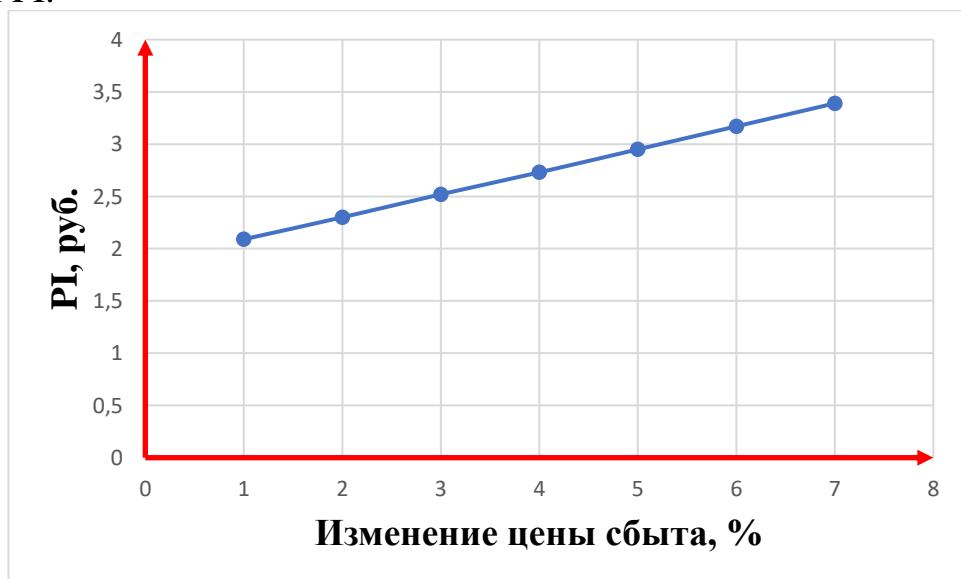


Рисунок 9.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из графика видно, что увеличение цены сбыта приводит к увеличению величины PI.

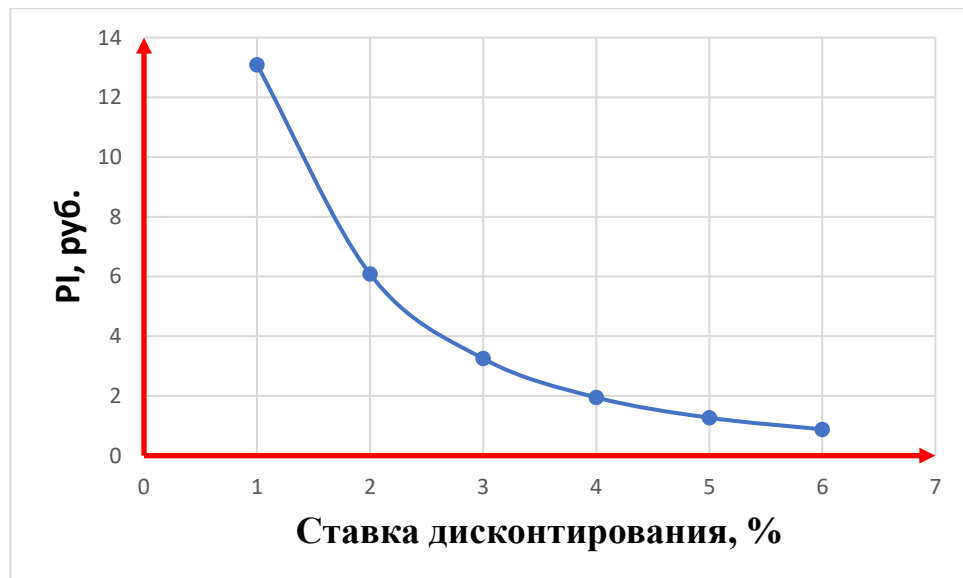


Рисунок 9.6 – Сумма  $PI$  в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из графика видно, что увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины  $PI$ .

## **10 Применение технологий синхронной коммутации для ограничения коммутационных перенапряжений в сети собственных нужд станции**

### **Коммутация и перенапряжения**

**Коммутация** – процессы, происходящие в первый момент времени после переключения в электрических цепях при замыканиях и размыканиях различных участков цепи.

Коммутация в электрических системах приводит к возникновению переходного процесса, который является перераспределением накопленной энергии между индуктивными и емкостными элементами при переходе из одного установившегося состояния в другое.

Коммутация при использовании вакуумных выключателей, как наиболее перспективных, сопровождается возникновением высокочастотных перенапряжений.

**Перенапряжения** возникают в связи с тем, что вакуумные выключатели способны резко обрывать ток до его естественного перехода через нулевое значение, вызывая этим переходный процесс превращения электромагнитной энергии индуктивности в электростатическую.

Перенапряжения опасны тем, что происходит разрушение изоляции, а также вывод из строя электрооборудования. Повреждение изоляции довольно частая причина пожаров.

### **Преимущества и недостатки вакуумных выключателей**

#### **Преимущества:**

- Самостоятельность работы. Отсутствие необходимости в масляном и компрессорном хозяйствах снижает расходы на содержание.
- Частота отказов в несколько раз ниже, чем электромагнитные или масляные выключатели
- Механическая надёжность и быстродействие
- Коммутационная износостойкость
- Герметичное исполнение, высокая пожарная безопасность и возможность работы в агрессивных средах

#### **Недостатки:**

- Не ремонтпригодность
- Перенапряжения

## Принцип действия управляемой коммутации

К вакуумному выключателю подключается блок управления, который подаёт на выключатель управляющий сигнал, при этом ориентируясь на сигнал опорного напряжения. Принципиальная схема показана на рисунке 10.1.

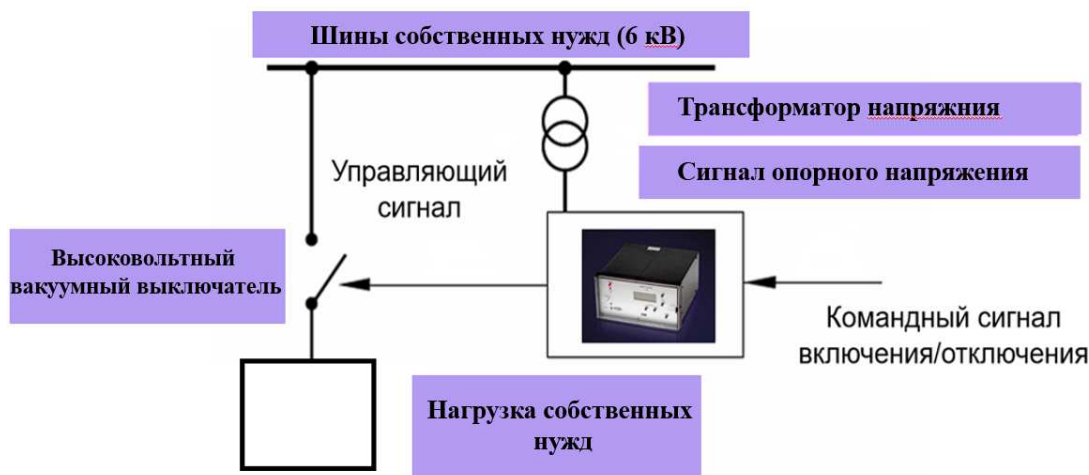


Рисунок 10.1 – Принципиальная схема установки

## Функциональная схема установки

Функциональная схема устройства представлена на рисунке 10.2.

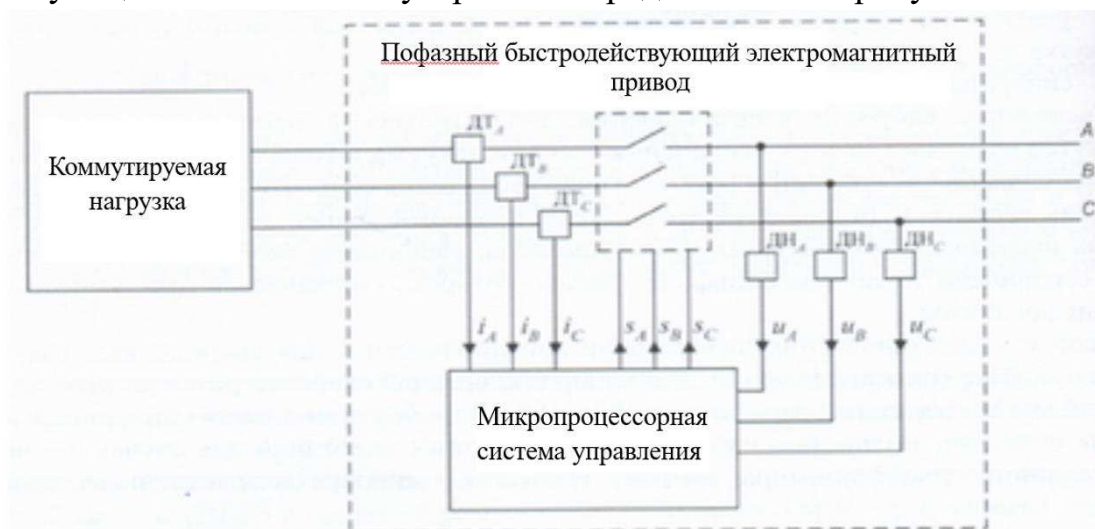


Рисунок 10.2 – функциональная схема установки

## Алгоритм работы

В общем случае алгоритм выглядит следующим образом:

- 1) Во время прохождения напряжения/тока через 0 задействуется фаза А
- 2) Во время прохождения напряжения/тока через 0 задействуется фаза В с задержкой или без

3) Во время прохождения напряжения/тока через 0 задействуется фаза С с задержкой или без

## Моделирование в системе MatlabSimulink

### Управляемое отключение

Управляемое отключение осуществляется путем размыкания контактов выключателя в строго определенный момент времени с опережением момента перехода отключаемого тока через ноль. Время горения дуги в этом случае значительно сокращается, так как количество энергии, выделяющейся в дуге, намного уменьшается. Управление моментом размыкания контактов предотвращает отказы работы выключателей и снижает воздействие в целом на сеть.

### Недогруженный трансформатор

№	Описание алгоритма	Отношение величины напряжения к номинальному значению напряжению
1	Одновременная коммутация А-В-С	5,31
2	Синхронная коммутация одной фазы с последующей коммутацией двух фаз с выдержкой времени А-5мс-В-С	0,83
3	Синхронная коммутация фаз последовательно с выдержкой времени А-3,3мс-В-3,3мс-С	0,96

Рисунок 10.3 – Результаты переходного процесса при отключении недогруженного трансформатора (синхронизация по току)

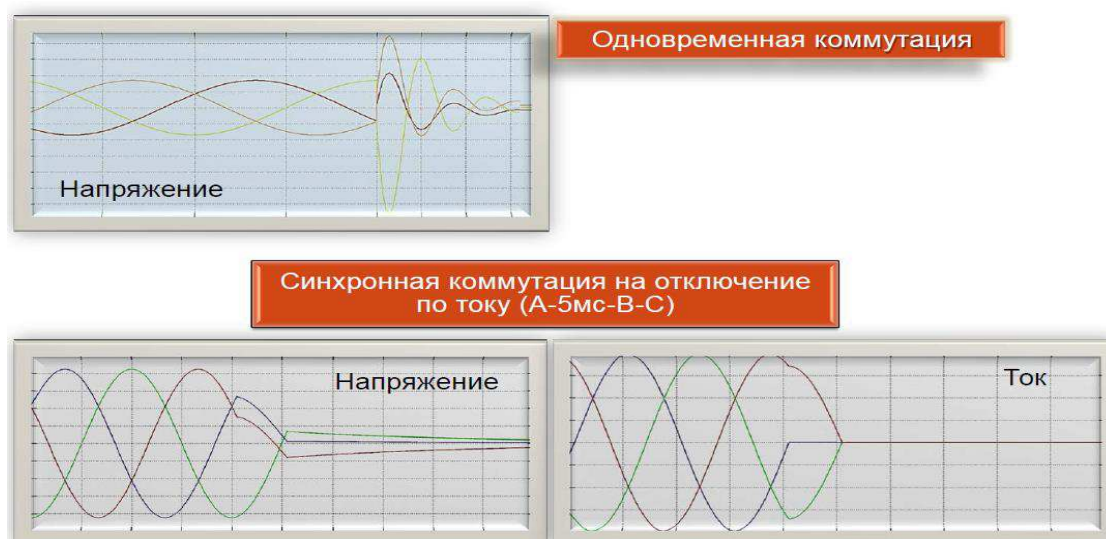


Рисунок 10.4 – Осциллограммы тока и напряжения



### Управляемое включение

Управляемое включение представляет собой процесс замыкания контактов выключателя в строго определенный момент времени с опережением момента перехода напряжения источника через ноль. В рабочих режимах включение реактивной нагрузки сопровождается бросками тока, чем дальше момент включения от нулевого значения напряжения на разрыве, тем выше броски тока.

### Пример с включением конденсаторной батареи

При использовании параллельных конденсаторных батарей пусковые токи могут иметь достаточно высокую частоту и большую амплитуду. Это представляет опасность для механической прочности как конденсаторов, так и выключателей.

№	Описание алгоритма	Отношение величины напряжения к номинальному значению напряжения
1	Одновременная коммутация А-В-С	10,00
2	Синхронная коммутация одной фазы с последующей коммутацией двух фаз с выдержкой времени А-5мс-В-С	1,00
3	Синхронная коммутация фаз последовательно А-3,3мс-В-3,3мс-С	3,75

Рисунок 10.5 – Результаты переходного процесса при отключении асинхронного двигателя (синхронизация по току)

### Анализ преимуществ системы синхронной коммутации

Таблица 10.1 – Сравнительная таблица преимуществ

Параметр	С применением системы	Без применения системы
Перенапряжения при отключении выключателя под нагрузкой	нет	да
Перенапряжения при отключении ненагруженного выключателя	нет	да
Увеличение токового диапазона	да	нет
Уменьшение надёжности	нет	нет

### Продолжение таблицы 10.1

Параметр	С применением системы	Без применения системы
Увеличение коммутационного ресурса выключателя	нет	нет
Увеличение времени срабатывания выключателя	нет	нет
Увеличение экономических затрат	да	нет
Необходимость установки ОПН	нет	да
Увеличение объёма обслуживания	да	нет
Увеличение воздействия токов КЗ	нет	нет

### Надёжность

- На данный момент ОПН выдерживает перенапряжения, токи не выходят за пределы номинальных, однако он не позволяют снизить перенапряжения до безопасного для современного энергетического оборудования уровня, так как снижает только амплитуду перенапряжений, но не частоту воздействующего напряжения

- Вакуумный выключатель не испытывает критических перенапряжений. Однако с введением данной системы, количество перенапряжений достаточно сильно сократится, что увеличит срок службы оборудования.

- Если ввести новую систему последовательно в цепь, то увеличатся задержки на отключение (сумма задержек по фазам), что вызовет большие повреждения от токов КЗ. Поэтому выходом будет сделать работу релейной защиты независимой от данной системы, как это реализовано на ОРУ СШГЭС на длинных линиях.

- Время срабатывания выключателя увеличивается незначительно, так как изначально рассчитывается необходимое время срабатывания по фазам в данной ситуации, в целом это величина задержки управляющего микроконтроллера.

### Обслуживание

Блок управления, как и средства релейной защиты, обслуживается раз в 4 года. Вакуумный выключатель, применяемый на станции, не обслуживается, по инструкции по эксплуатации. Обслуживание ОПН заключается в его измерении сопротивления изоляции раз в 3 года.

### Экономическая составляющая

На данный момент на СН СШГЭС установлены вакуумные выключатели одним приводом на все фазы. Вакуумные выключатели с пофазным приводом

примерно равны по стоимости данным, то есть затраты на выключатель исключаются. Сама система стоит не так дорого, и в перспективе, может отработать свою стоимость.

Одним из уже существующих вакуумных выключателей является образец EX-BBC SMARTIC 6(10)-20/1000 У3

Таблица 10.2 – Сравнительная оценка выключателей

Обычный выключатель	EX-BBC SMARTIC
Отсутствие возможности независимой коммутации фаз	Программно-аппаратный комплекс блока синхронизации и управления
Отсутствие оценки ресурса коммутационного аппарата	Алгоритм оценки ресурса выключателя
Отсутствие возможности коррекции динамики контактной группы при износе	Использование алгоритмов автоматического регулирования
Отсутствие анализа коммутационных процессов	Встроенный цифровой регистратор (осциллограф)
Отсутствие интеграции в сеть передачи данных	Интерфейс связи RS-485
Отсутствие самодиагностики	Алгоритмы самодиагностики

### Выводы

На основании сравнительной таблицы, можно сделать вывод, что установка системы с синхронной коммутацией на СН целесообразна. Применение синхронного вакуумного выключателя в электрических сетях 6 (10) кВ позволит существенно улучшить качество электроснабжения потребителей, повысить безопасность эксплуатации и увеличить срок службы электроустановок.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Вода России» [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://water-ru.ru/Водные\\_объекты/2263/Шинда](http://water-ru.ru/Водные_объекты/2263/Шинда). Загл. с экрана.
2. «Кондома» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>. Загл. с экрана.
3. «Кемеровская область» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>. Загл. с экрана.
4. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200088779>. Загл. с экрана.
5. ГОСТ Р 55630-2013/IEC/TR «ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ИМПУЛЬСНЫЕ И ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В НИЗКОВОЛЬТНЫХ СИСТЕМАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200107167>. Загл. с экрана
6. «ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ УПРАВЛЯЕМОМ ВКЛЮЧЕНИИ КОНДЕНСАТОРНОЙ БАТАРЕИ» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://keps.pro/news/issledovanie-perekhodnykh-protseessov-pri-upravlyaemom-vklyuchenii-kondensatornoy-batarei/>. 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](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. «Преимущества и недостатки вакуумных выключателей» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://elektro-rezhim.ru/preimushhestva-i-nedostatki-vakuumnyx-vyklyuchatelej/> Загл. с экрана
9. «Применение синхронной коммутации для ограничения коммутационных перенапряжений в электрических сетях 6 (10) кВ» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://keps.pro/news/primenienie-kommutatsii-dlya-ogranicheniya-kommutatsionnykh-perenapryazheniy-v-elektricheskikh-setyakh/>. Загл с экрана.
10. СТО 70238424.27.140.008-2010 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200093619>. Загл. с экрана.
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 семы 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. Затеева Е.Ю. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 стр.
20. 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.
21. 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.
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 Кемеровской области - Кузбасса на период до 2035 года».

30. Постановление Правительства РФ №986 «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/499054996>. Загл. с экрана.

31. «Постановление Правительства РФ №800» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=252208>. Загл. с экрана

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.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно – энергетические расчеты

Таблица А.1 - Гидрологический ряд р. Кондома за период 1932-1983гг.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1936	178	152	132	1240	1860	1150	1020	1000	890	540	170	190	710
1937	171	141	135	290	2440	2230	1270	1160	950	890	340	220	850
1938	199	170	157	530	3820	2020	1100	920	570	440	240	210	860
1939	155	135	114	420	2710	3270	2830	1280	1070	660	430	280	1110
1940	259	202	178	430	4860	3130	1960	1230	790	780	570	280	1220
1941	221	199	170	1960	2860	2950	2480	1810	1270	1050	710	290	1330
1942	305	248	210	1580	3230	1910	1770	1090	610	510	240	210	990
1943	197	124	155	1450	2190	1880	1290	920	820	600	290	310	850
1944	244	217	197	880	4660	3250	1910	1240	930	830	410	270	1250
1945	269	217	197	870	3170	2190	2010	1500	770	930	480	350	1080
1946	217	197	160	1390	2320	2240	1360	800	570	410	180	150	830
1947	138	114	155	1300	1790	1970	1610	1180	780	630	220	160	840
1948	150	135	93	1160	2030	1050	1070	820	470	360	220	190	650
1949	166	145	135	1250	2010	2740	1790	1460	1710	1490	670	380	1160
1950	352	285	254	2380	2010	2380	2050	1760	1130	710	280	310	1160
1951	256	217	274	1750	2950	2180	1880	1090	750	730	400	260	1060
1952	248	217	171	1510	3110	2230	1720	970	760	620	230	230	1000
1953	202	176	177	500	3970	3380	1310	1000	830	570	210	210	1040
1954	155	145	115	1230	2250	1390	1070	710	470	410	220	190	700
1955	152	135	124	670	3170	2660	1980	1350	780	570	240	220	1000
1956	197	155	186	1580	2180	1780	1050	770	510	420	220	170	770
1957	160	145	124	290	3210	2900	2860	1220	1050	630	510	280	1110
1958	186	150	140	1340	2530	1660	1150	680	620	670	310	220	800
1959	129	114	113	1470	1840	2140	1940	1070	1180	730	560	220	960
1960	197	145	143	1730	2390	3460	1990	1440	1070	880	830	350	1220
1961	221	197	196	2080	3320	3870	3660	2030	1150	920	600	290	1540
1962	181	176	176	1830	2920	2780	1920	1100	800	500	280	220	1070
1963	176	166	160	770	3180	2950	2570	1590	1280	760	510	350	1210
1964	264	238	233	2860	2280	2990	2040	1670	1300	920	450	360	1300
1965	269	238	238	2120	2320	2090	1080	770	520	470	220	200	880
1966	166	164	311	790	1950	2380	1250	850	670	560	730	310	840
1967	238	145	135	520	2930	2000	1520	970	600	410	260	200	830
1968	181	155	159	1370	3180	1650	1020	600	930	730	380	290	890
1969	207	197	176	1310	4420	3640	2380	1170	660	430	250	200	1250
1970	155	135	145	1010	1710	1450	1310	1940	1120	700	320	200	850
1971	145	114	388	1830	2370	1640	890	700	530	430	220	190	790
1972	135	104	114	1320	5220	4360	2350	1280	1180	1210	580	290	1510
1973	217	186	207	2240	2360	3320	1860	1350	1040	960	420	290	1200
1974	196	177	181	2110	2930	2480	2040	1000	660	460	250	160	1050
1975	151	130	130	1880	2560	2040	1700	1080	790	650	480	290	990
1976	212	177	174	2280	2940	2930	2520	1320	800	580	350	220	1210
1977	161	128	149	1880	1840	1530	830	580	550	860	280	180	750
1978	149	129	129	1470	2080	3320	1840	890	570	640	330	160	980
1979	160	110	125	1130	2540	1910	1350	1460	770	950	360	210	920
1980	180	150	158	2440	2900	2360	1310	1180	920	820	560	210	1100
1981	176	166	186	2330	2060	1680	1190	1140	700	550	380	200	900
1982	197	176	176	820	3180	2680	1430	880	940	690	670	340	1010
1983	212	166	176	1130	1910	2070	1430	970	730	520	370	270	830
1984	166	150	140	1420	1870	1470	1240	750	650	550	280	190	740
1985	145	150	140	1590	1690	1500	1070	880	520	560	470	160	740



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	2	1545	2992	559
2	4	1512	2906	536
3	6	1331	2584	521
4	8	1300	2412	516
5	10	1253	2398	516
6	12	1253	2388	511
7	14	1222	2370	474
8	16	1219	2322	474
9	18	1209	2248	460
10	20	1205	2226	459
11	22	1204	2202	456
12	24	1162	2116	443
13	25	1158	2112	437
14	27	1115	2110	428
15	29	1113	2102	416
16	31	1099	2096	414
17	33	1079	2060	412
18	35	1074	2038	406
19	37	1061	2032	404
20	39	1054	1970	402
21	41	1045	1966	384
22	43	1015	1948	374
23	45	1004	1920	359
24	47	1001	1916	357
25	49	993	1908	356
26	51	990	1852	354
27	53	976	1798	349
28	55	959	1738	339
29	57	923	1680	337
30	59	897	1678	333
31	61	887	1678	333
32	63	878	1676	330
33	65	865	1622	328
34	67	853	1614	317
35	69	852	1588	314
36	71	850	1570	310
37	73	844	1564	308
38	75	837	1546	306
39	76	833	1540	304
40	78	830	1502	303
41	80	827	1486	301
42	82	805	1472	298
43	84	787	1472	295
44	86	768	1444	288
45	88	747	1350	284
46	90	740	1346	284
47	92	740	1332	269
48	94	710	1330	265
49	96	696	1292	244
50	98	646	1226	231

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
$Q_{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	166	150	140	1420	1870	1470	1240	750	650	550	280	190
$Q_{и}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	14	19	15	12	8	7	6	0	0
$Q_{ф}, \text{ м}^3/\text{с}$	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
$Q_{л}, \text{ м}^3/\text{с}$	7	7	7	-12	-23	0	0	0	0	0	7	7
$Q_{рыба}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$	450	450	450	450	500	500	500	500	500	450	450	450
Режим работы по бытовому стоку												
$Q_{пол}, \text{ м}^3/\text{с}$	144	128	118	1403	1859	1440	1213	727	628	529	258	168
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	348											
$Z_{НБ}, \text{ м}$	300,1	299,9	299,7	306,8	308,5	307,0	306,0	303,5	302,9	302,2	301,5	300,4
$H, \text{ м}$	47,42	47,64	47,77	40,66	38,98	40,51	41,48	44,03	44,64	45,29	45,98	47,10
$N_{быт}, \text{ МВт}$	60	54	50	502	638	513	443	282	247	211	104	70
Режим работы по требованиям ВХК												
$Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$	450	450	450	450	500	500	500	500	500	450	450	450
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	348											
$Z_{НБ}, \text{ м}$	303,6	303,6	303,6	301,7	302,0	302,0	302,0	302,0	302,0	303,6	303,6	303,6
$H, \text{ м}$	43,89	43,89	43,89	45,83	45,48	45,48	45,48	45,48	45,48	43,89	43,89	43,89
$N_{ВХК}, \text{ МВт}$	174	174	174	181	200	200	200	200	200	174	174	174
Сравнение режимов												
$N_{быт}, \text{ МВт}$	60	54	50	502	638	513	443	282	247	211	104	70
$N_{ВХК}, \text{ МВт}$	174	174	174	181	200	200	200	200	200	174	174	174
$N_{быт} - N_{ВХК}, \text{ МВт}$	-114	-120	-124	321	438	313	243	82	47	37	-70	-104

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по правильному варианту гарантированной мощности

Месяцы	Qбыт	Qi	Qф	Qл	Qпол	Qводх	Qвхк	QГЭС	QНБ	Vнач	dV	Vкон	ZВБ (нач)	Z ВБ (кон)	Z ВБ (ср)	ZНБ	НгЭС	НгЭС	Нгар
Ноябрь	280	0	15	7	258	629	450	887	902	16,28	1,63	14,65	348,00	346,23	347,12	307,24	39,38	307	307
Декабрь	190	0	15	7	168	975	450	1143	1158	14,65	2,53	12,12	346,23	344,05	345,14	308,75	35,89	361	361
Январь	166	0	15	7	144	1134	450	1278	1293	12,12	2,94	9,18	344,05	340,08	342,07	309,44	32,13	361	361
Февраль	150	0	15	7	128	1121	450	1249	1264	9,18	2,91	6,27	340,08	335,39	337,74	309,29	27,95	307	307
Март	140	0	15	7	118	624	450	742	757	6,27	1,62	4,65	335,39	333,89	334,64	306,24	27,90	182	182
Апрель	1420	14	15	-12	1403	-968	450	435	450	4,65	-2,51	7,16	333,89	336,62	335,26	306,25	28,51	109	ВХК
Май	1870	19	15	-23	1859	-1374	500	485	500	7,16	-3,56	10,72	336,62	342,47	339,55	303,65	35,40	151	ВХК
Июнь	1470	15	15	0	1440	-955	500	485	500	10,72	-2,48	13,20	342,47	344,98	343,73	301,67	41,56	177	ВХК
Июль	1240	12	15	0	1213	-728	500	485	500	13,20	-1,89	15,09	344,98	346,67	345,83	302,02	43,31	185	ВХК
Август	750	8	15	0	727	-242	500	485	500	15,09	-0,63	15,72	346,67	347,37	347,02	302,02	44,50	190	ВХК
Сентябрь	650	7	15	0	628	-143	500	485	500	15,72	-0,37	16,09	347,37	347,79	347,58	302,02	45,06	192	ВХК
Октябрь	550	6	15	0	529	-73	450	456	471	16,09	-0,19	16,28	347,79	348,00	347,90	302,02	45,38	182	182

Продолжение приложения А

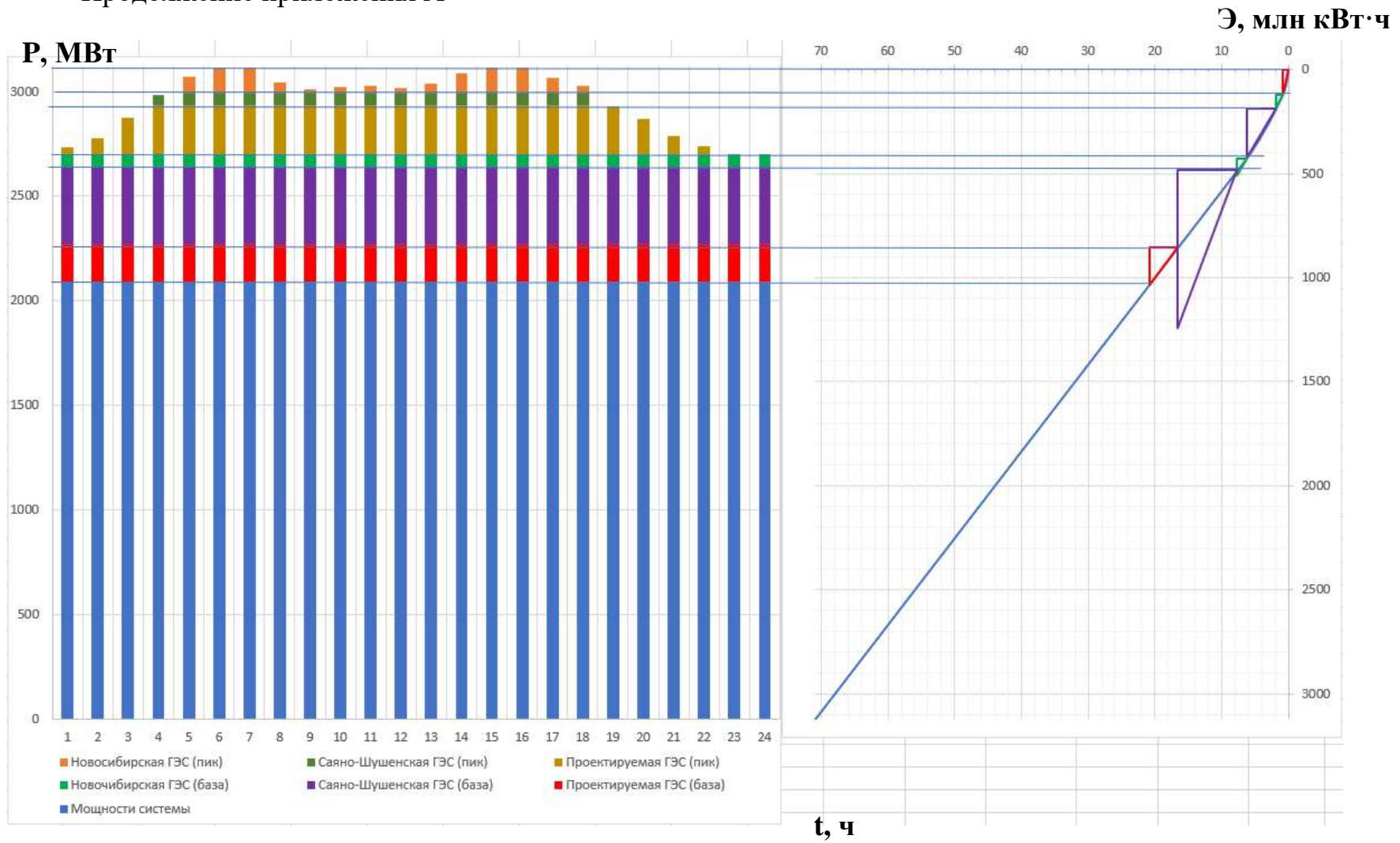


Рисунок А.1- График нагрузки и ИКН (январь)

Продолжение приложения А

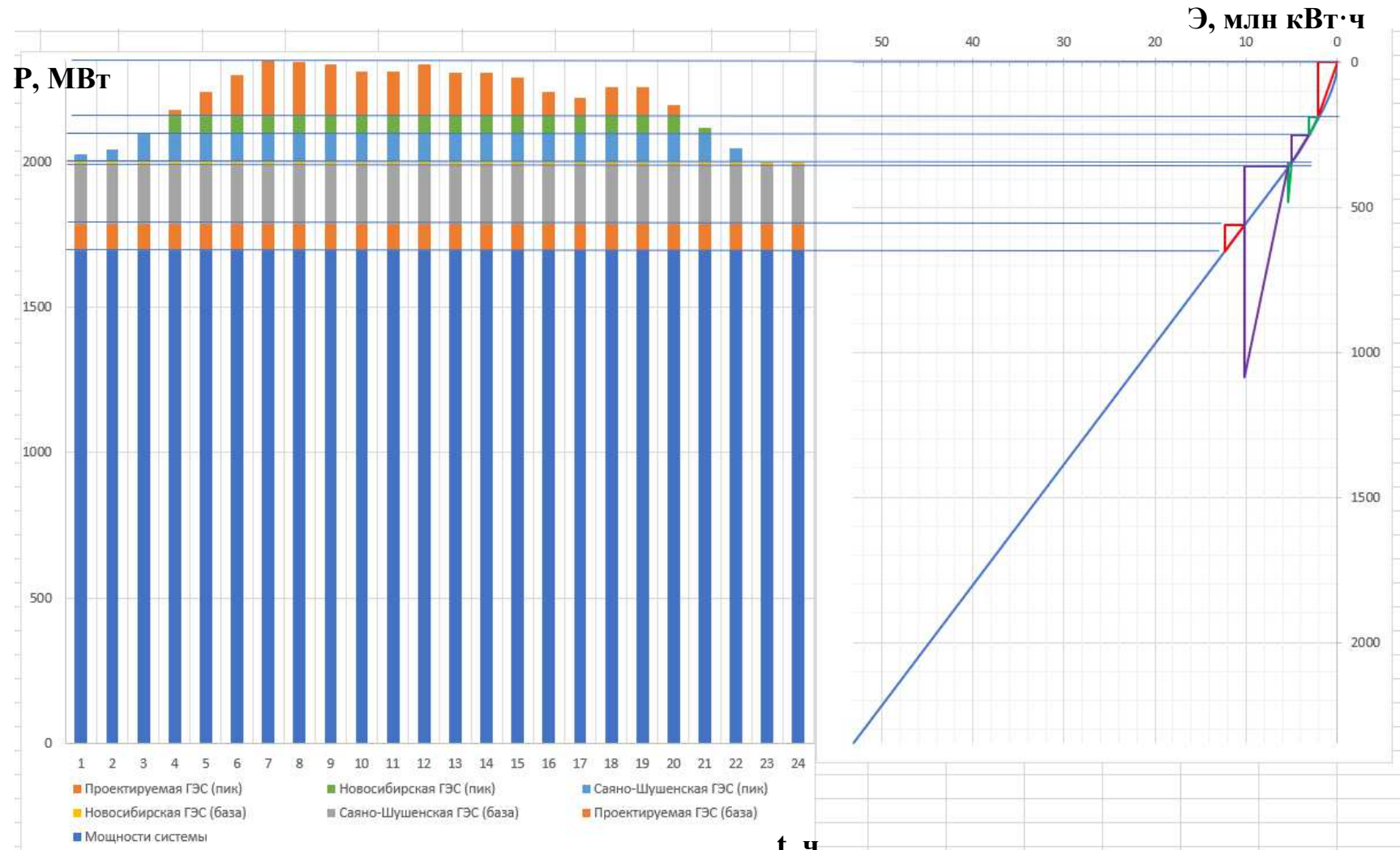


Рисунок А.2- График нагрузки и ИКН (июнь)

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – 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	3071	61	276	611	12	0	412	8	0	2048	276	0
II	2981	60	268	579	12	0	354	7	0	2048	268	0
III	2826	57	254	462	9	0	316	6	0	2048	254	0
IV	2646	53	238	485	10	0	201	4	0	1960	238	0
V	2491	50	224	413	8	0	251	5	0	1827	224	0
VI	2401	48	216	370	7	0	281	6	0	1750	216	171
VII	2401	48	216	370	7	0	290	6	0	1741	216	171
VIII	2491	50	224	414	8	0	298	6	0	1779	224	0
IX	2646	53	238	458	9	0	306	6	0	1882	238	0
X	2826	57	254	477	10	102	301	6	69	2048	254	0
XI	2981	60	268	583	12	0	350	7	0	2048	268	0
XII	3071	61	276	611	12	0	412	8	0	2048	276	0

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году по отметкам

Месяцы	Qпол	Qводх	Qх.с.	Qвхк	Qгэс	QНБ	Vнач	dV	Vкон	ZВБ (нач)	Z ВБ (кон)	Z ВБ (ср)	ZНБ	Нгэс	Нгэс	Эгэс
Ноябрь	280	629,55	0	450	909,55	929,55	16,28	1,63	14,65	348,00	346,23	347,12	307,42	39,20	314	0,23
Декабрь	195	977,57	0	450	1172,57	1192,57	14,65	2,53	12,12	346,23	344,05	345,14	308,93	35,71	368	0,27
Январь	221	1133,23	0	450	1354,23	1374,23	12,12	2,94	9,18	344,05	340,08	342,07	309,82	31,75	378	0,28
Февраль	193	1123,63	0	450	1316,63	1336,63	9,18	2,91	6,27	340,08	335,39	337,74	309,64	27,60	320	0,22
Март	141	628,28	0	450	769,28	789,28	6,27	1,63	4,64	335,39	333,89	334,64	306,47	27,67	187	0,14
Апрель	1523	-1093,00	0	450	430,00	450	4,64	-2,83	7,47	333,89	337,11	335,50	306,56	28,44	108	0,08
Май	3129	-1948,68	0	500	1180,32	1200,32	7,47	-5,05	12,52	337,11	344,41	340,76	303,84	36,42	378	0,28
Июнь	1857	-920,00	0	500	937,00	957	12,52	-2,38	14,90	344,41	346,48	345,45	301,67	43,28	357	0,26
Июль	1698	-530,58	0	500	1167,42	1187,42	14,90	-1,38	16,28	346,48	348,00	347,24	305,96	40,78	419	0,31
Август	1037	0,00	0	500	1037,00	1057	16,28	0	16,28	348,00	348,00	348,00	304,77	42,73	390	0,29
Сентябрь	690	0,00	0	500	690,00	710	16,28	0	16,28	348,00	348,00	348,00	305,90	41,60	253	0,18
Октябрь	573	0,00	0	450	573,00	593	16,28	0	16,28	348,00	348,00	348,00	305,28	42,22	213	0,16
															Σ	2,69

Окончание приложения А

Таблица А.7 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году по мощностям

Месяцы	Qпол	Qводх	Qх.с.	Qвхк	Qгэс	QНБ	Vнач	dV	Vкон	ZВБ (нач)	Z ВБ (кон)	Z ВБ (ср)	ZНБ	Нгэс	Нгэс	Эгэс
Ноябрь	280	604,82	0	450	884,82	904,82175	16,28	1,57	14,71	348,00	346,29	347,15	307,26	39,39	307,00	0,22
Декабрь	195	943,70	0	450	1138,70	1158,69895	14,71	2,45	12,26	346,29	344,18	345,24	308,75	35,99	361,00	0,27
Январь	221	1038,37	0	450	1259,37	1279,3673	12,26	2,69	9,57	344,18	340,74	342,46	309,37	32,59	361,00	0,27
Февраль	193	1172,72	0	450	1365,72	1385,72	9,57	3,04	6,53	340,74	335,72	338,23	309,87	27,86	335,00	0,23
Март	141	726,16	0	450	867,16	887,16	6,53	1,88	4,65	335,72	333,89	334,81	307,15	27,16	207,00	0,15
Апрель	1523	-887,00	0	450	636,00	656	4,65	-2,3	6,95	333,89	336,30	335,10	306,77	27,83	156,00	0,11
Май	3129	-1940,00	0	500	1189,00	1209	6,95	-5,03	11,98	336,30	343,92	340,11	304,39	35,22	369,00	0,27
Июнь	1857	-1058,00	0	500	799,00	819	11,98	-2,74	14,72	343,92	346,30	345,11	303,04	41,57	292,00	0,21
Июль	1698	-520,00	0	500	1178,00	1198	14,72	-1,35	16,07	346,30	347,76	347,03	306,00	40,53	420,00	0,31
Август	1037	0,00	0	500	1037,00	1057	16,07	0	16,07	347,76	347,76	347,76	304,01	43,25	395,00	0,29
Сентябрь	690	0,00	0	500	690,00	710	16,07	0	16,07	347,76	347,76	347,76	305,95	41,31	251,00	0,18
Октябрь	573	-80,77	0	450	492,23	512,23	16,07	-0,21	16,28	347,76	348,00	347,88	305,28	42,10	182,00	0,14
															Σ	2,66



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

Параметры	ПЛ50-В			ПЛД-50-В60°			
	6,7	8	8,5	6,3	6,7	7,5	8
$D_1$ , м	6,7	8	8,5	6,3	6,7	7,5	8
$\eta_T$ , о.е	0,932	0,933	0,934	0,932	0,926	0,926	0,927
$N_{арр}$ , кВт	124549	177761	200891	124549	122369	138402	173613
$Z'_{арр}$ , шт	3,37	2,36	2,09	3,37	3,43	3,03	2,42
$Z_{арр}$ , шт	4	3	3	4	4	4	3
$N'_{арр}$ , кВт	105000	140000	140000	105000	105000	105000	140000
$\Delta_1$	1,05	1,051	1,052	1,05	1,074	1,074	1,075
$n'$ , об/мин	104,7	87,8	82,6	104,7	109,8	103,2	92,2
$n'_{синх}$ , об/мин	107,1	88,2	83,3	107,1	115,4	107,1	100
$n'_{I\max}$ , об/мин	133,9	131,6	131,9	133,9	134,1	132,3	138,2
$n'_{I\text{расч}}$ , об/мин	118,6	116,6	116,9	118,6	118,8	117,3	122,5
$n'_{I\min}$ , об/мин	101,6	99,8	100,1	101,6	101,7	100,4	104,9
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,194	1,117	0,989	1,194	1,351	1,194	1,271
$Q'_{\max} \cdot \eta_T$	0,750	0,701	0,621	0,848	0,750	0,798	0,701

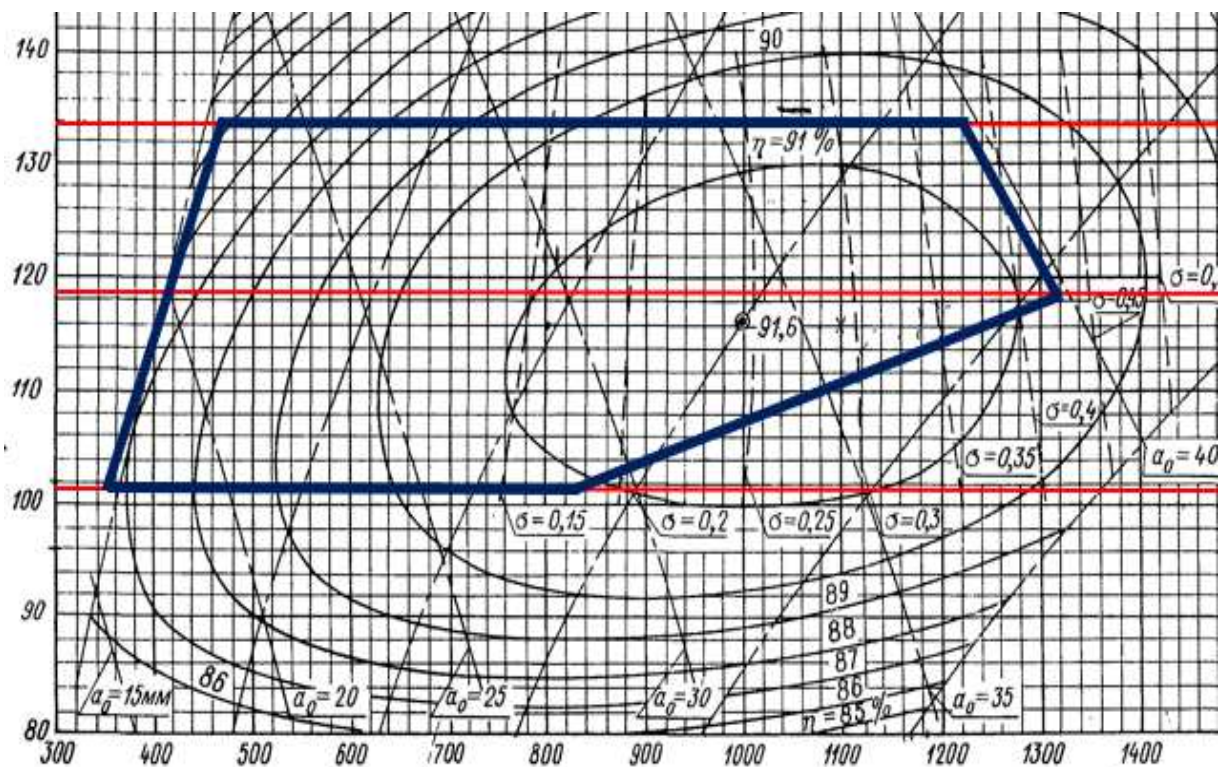


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристики турбины ПЛ 50-В-670

Продолжение приложения Б

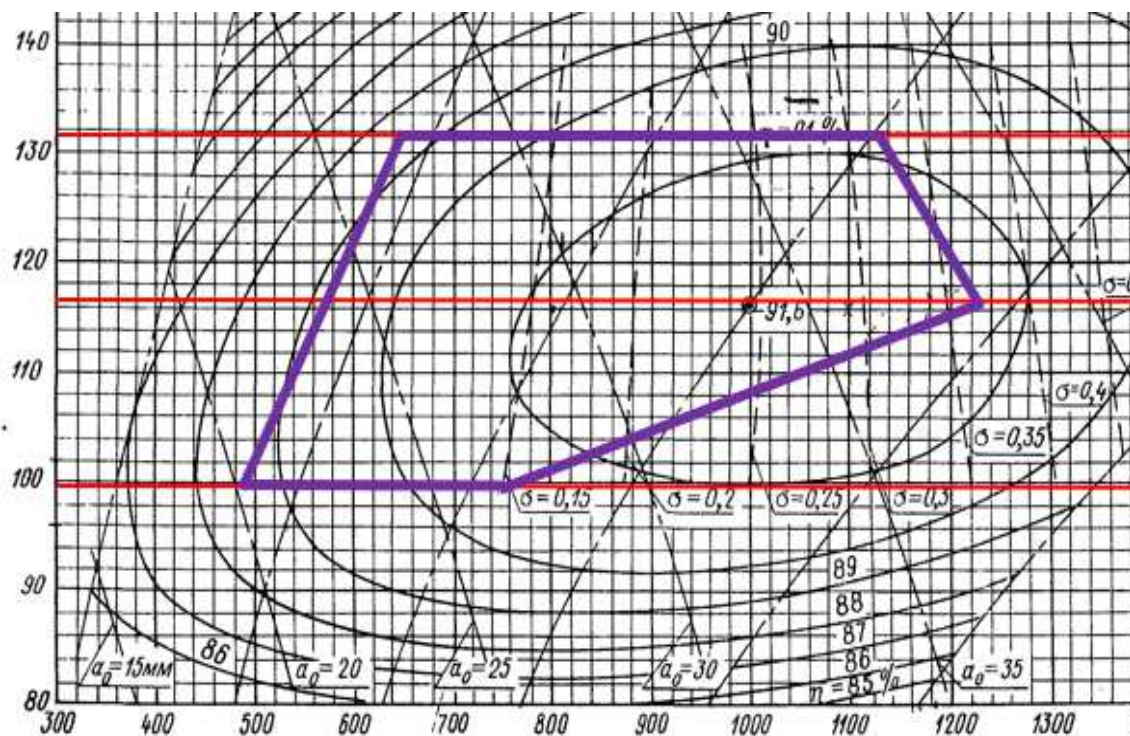


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристики турбины ПЛ 50-B-800

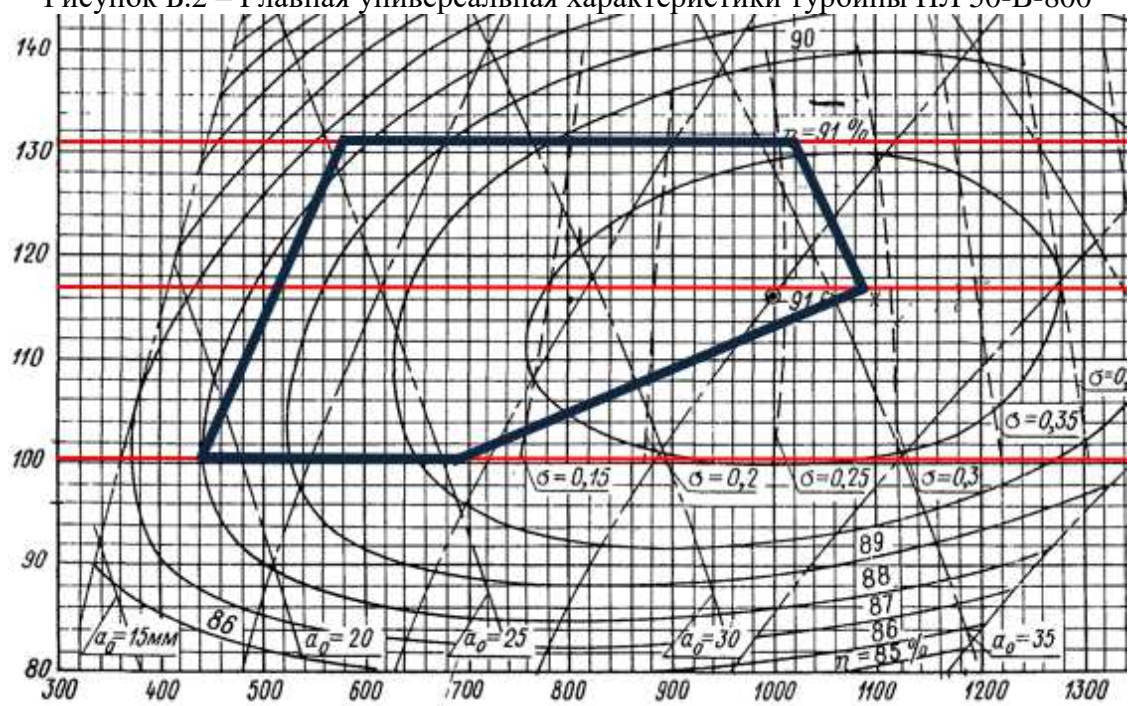


Рисунок Б.3 – Главная универсальная характеристики турбины ПЛ 50-B-850

Продолжение приложения Б

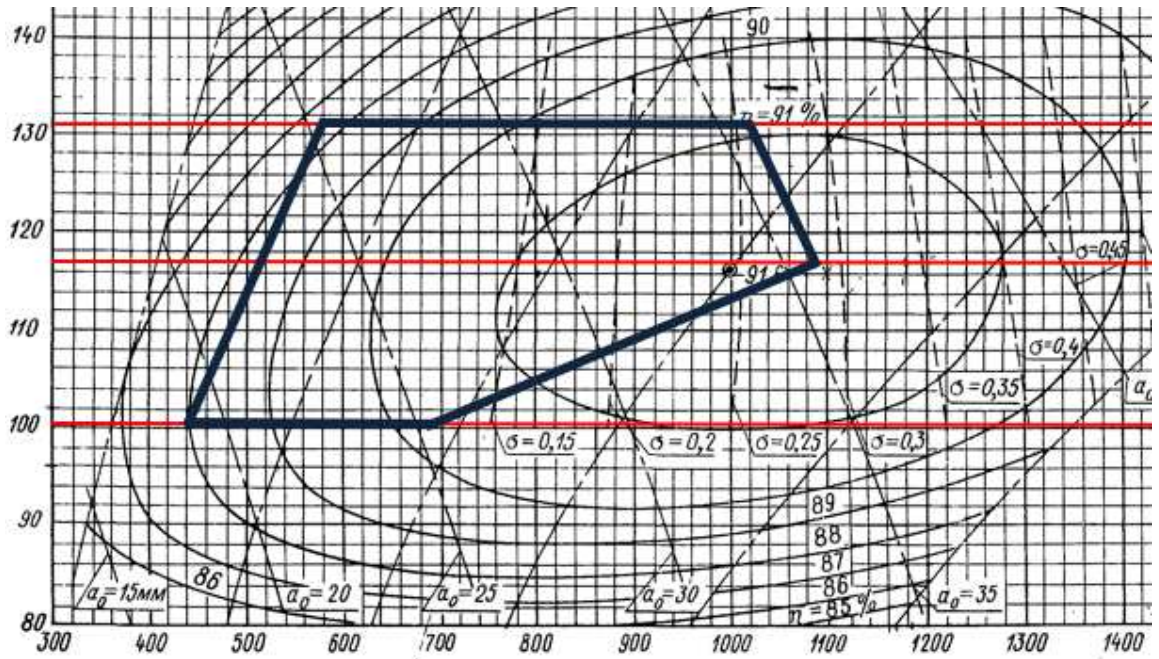


Рисунок Б.4 – Главная универсальная характеристики турбины ПЛД 50-В-630

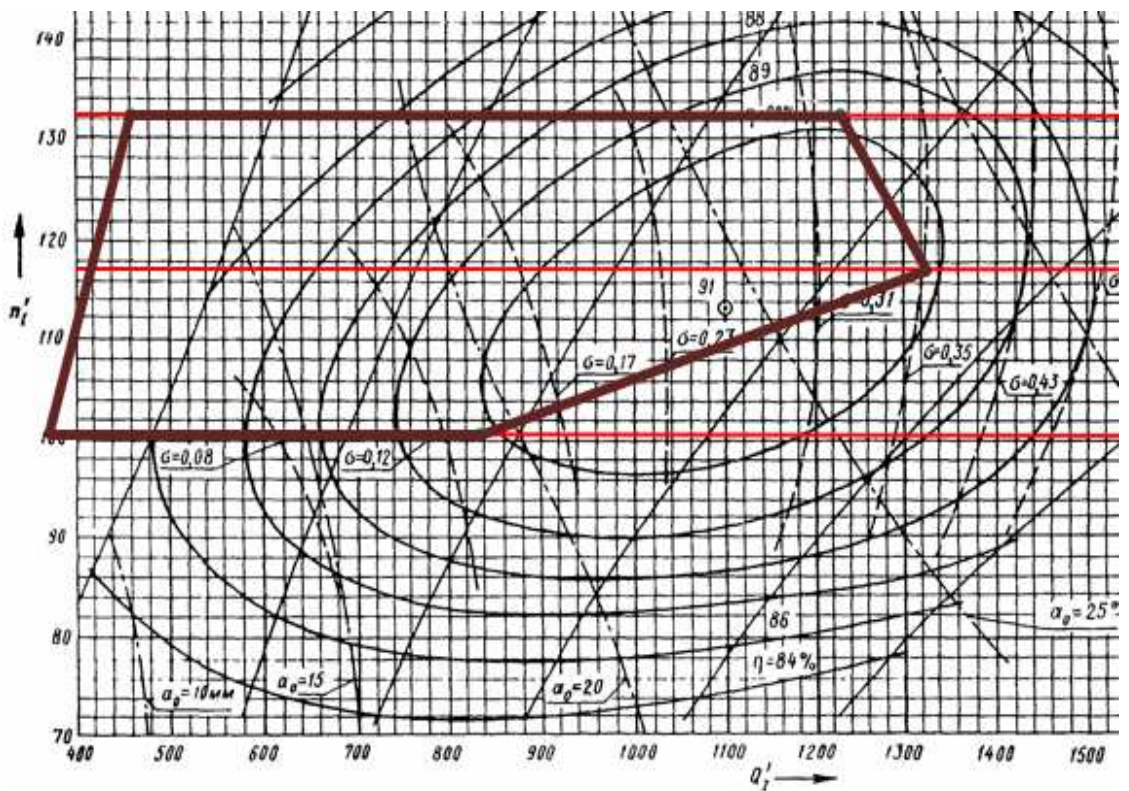


Рисунок Б.5 – Главная универсальная характеристики турбины ПЛД 50-В-670

Продолжение приложения Б

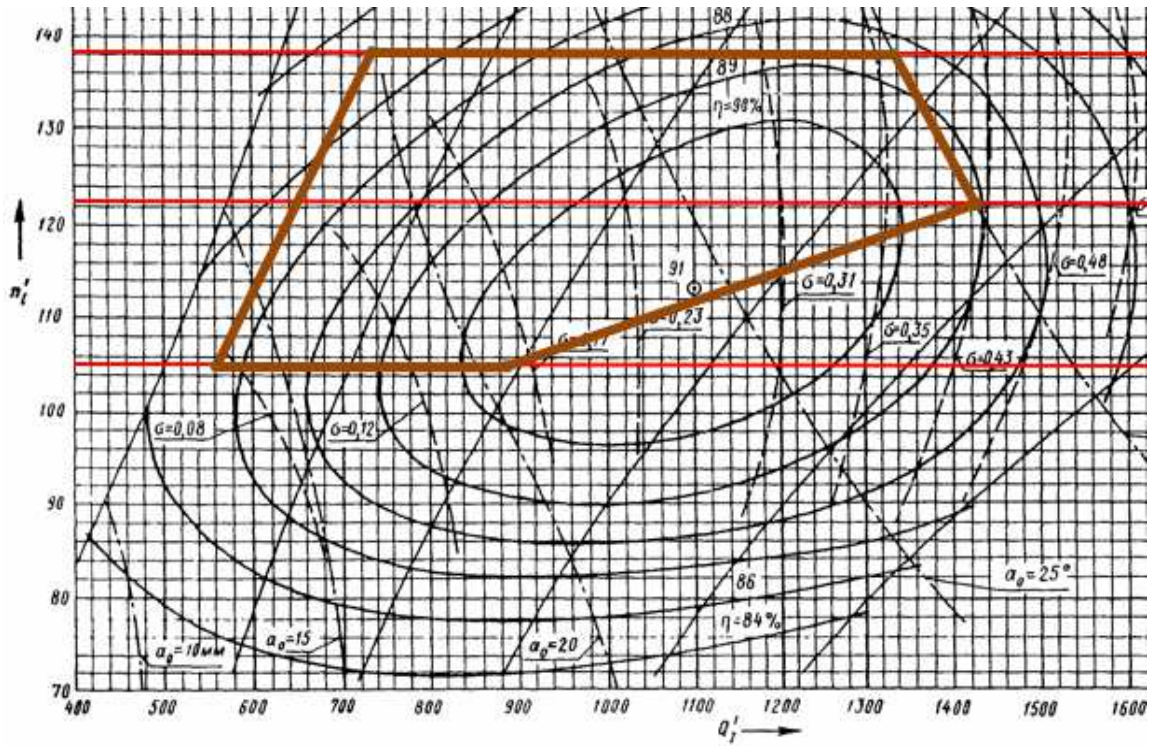


Рисунок Б.6 – Главная универсальная характеристики турбины ПЛД 50-В-750

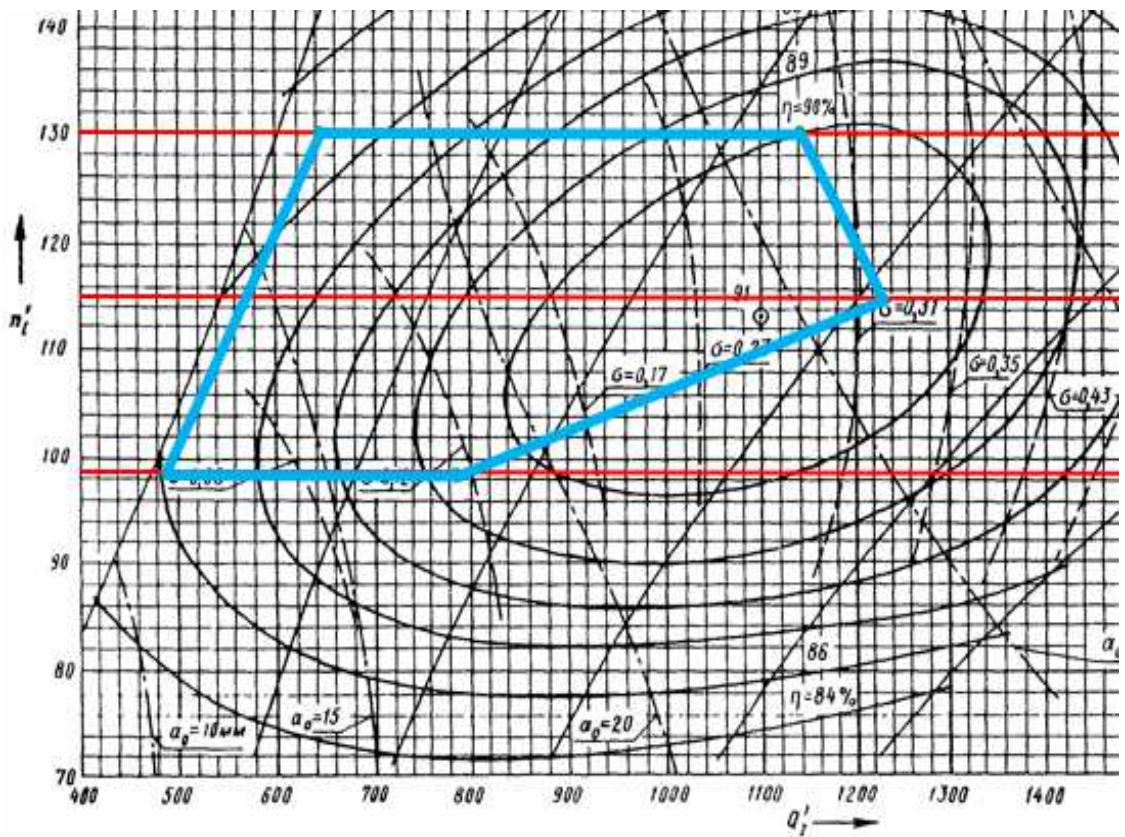


Рисунок Б.7 – Главная универсальная характеристики турбины ПЛД 50-В-800

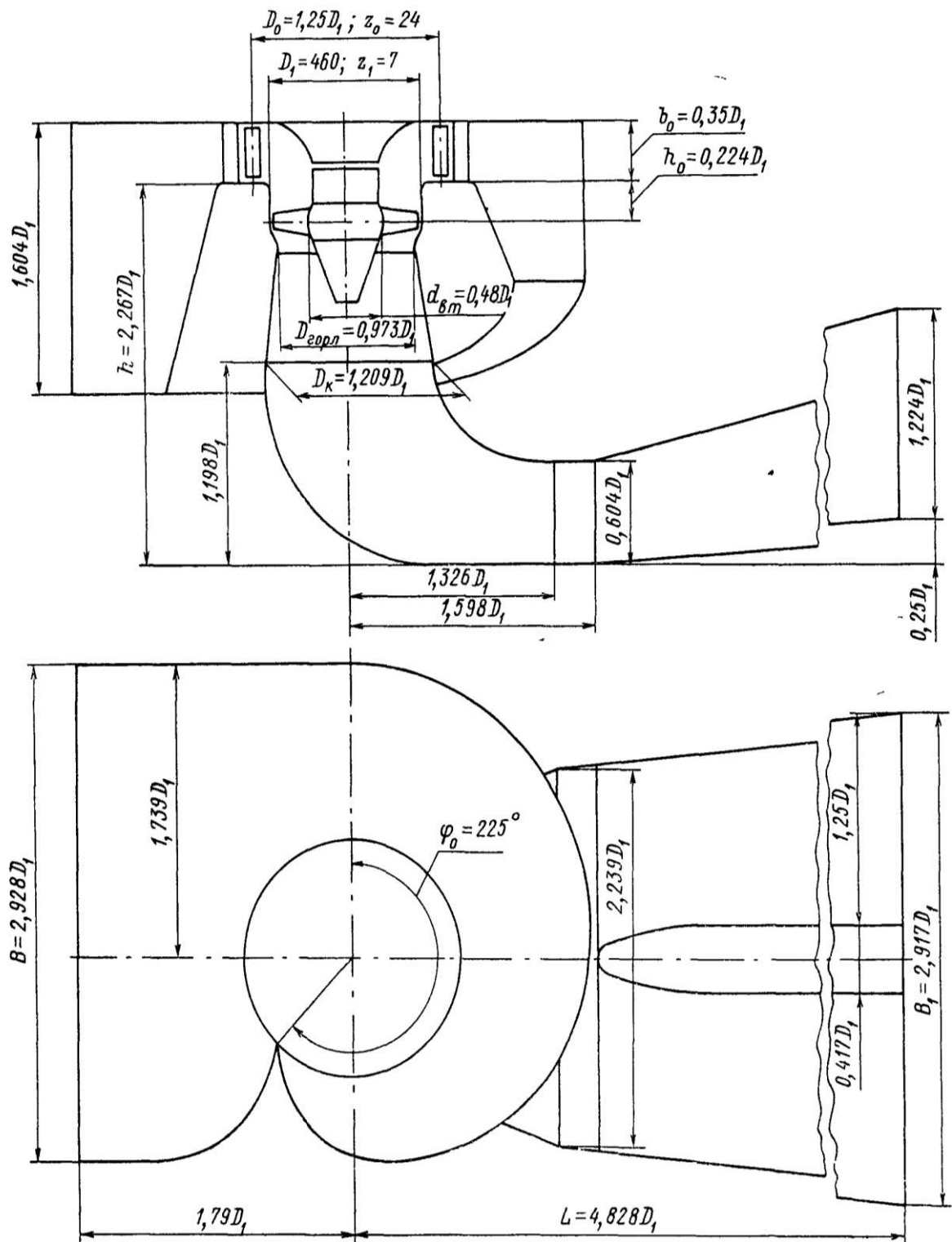


Рисунок Б.8 – Проточная часть турбины ПЛ 50-В

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					
			$D_b$	$D_a$	$D_*$	$\approx R$	$h_1$	$h_2$	$D_b$	$D_a$	$D_*$	$R$	$h$	
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.9 – Параметры спиральных камер

Продолжение приложения Б

Величина	Сечения											
	ВХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	ВЫХ
$a_i$	6,60	5,90	5,20	4,50	3,80	3,10	2,40	1,70	1,00	0,30	-0,40	-0,63
$r_i$	11,65	10,95	10,25	9,55	8,85	8,15	7,45	6,75	6,05	5,35	4,65	4,43
$b_i$	6,39	5,96	5,53	5,10	4,67	4,24	3,82	3,39	2,96	2,53	2,10	1,96
$r_k$	6,13	6,02	5,90	5,79	5,67	5,56	5,44	5,33	5,21	5,10	4,98	4,95
$\frac{r_k}{r_a}$	1,21	1,19	1,17	1,15	1,12	1,10	1,08	1,06	1,03	1,01	0,99	0,98
$\ln \frac{r_k}{r_a}$	0,19	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08	0,05	0,03	0,01	-0,01	-0,02
$\frac{r_i}{r_a}$	2,31	2,17	2,03	1,89	1,75	1,61	1,48	1,34	1,20	1,06	0,92	0,88
$\ln \frac{r_i}{r_a}$	0,84	0,77	0,71	0,64	0,56	0,48	0,39	0,29	0,18	0,06	-0,08	-0,13
$b_i \ln \frac{r_i}{r_a}$	5,34	4,61	3,91	3,25	2,62	2,03	1,48	0,98	0,53	0,15	-0,17	-0,26
$r_k \cdot ctg\gamma$	22,89	22,46	22,03	21,60	21,17	20,75	20,32	19,89	19,46	19,03	18,60	18,46
$r_k \cdot ctg\gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a}$	4,45	3,94	3,44	2,95	2,47	1,99	1,53	1,07	0,62	0,18	-0,24	-0,38
$m_i$	4,04	3,61	3,19	2,76	2,33	1,90	1,47	1,04	0,61	0,18	-0,25	-0,38
$J_i$	5,24	4,60	3,97	3,37	2,79	2,25	1,74	1,26	0,83	0,45	0,13	0,05
$\varphi_i$	225,00	197,18	170,32	144,50	119,84	96,47	74,54	54,24	35,80	19,52	5,79	2,00

Таблица Б.2 – Данные расчетов спиральной камеры

Окончание приложения Б

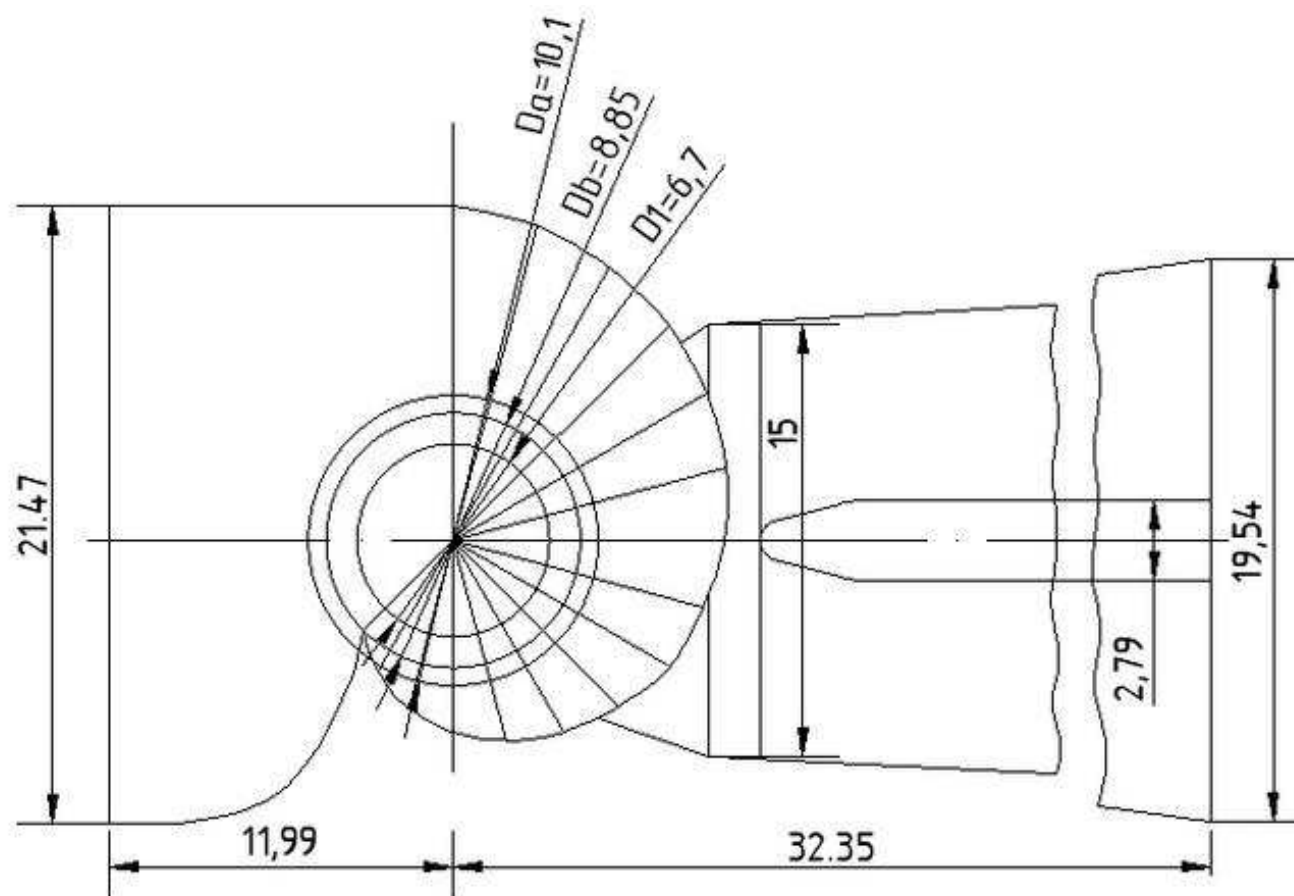


Рисунок Б.10 – План спиральной камеры



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительны е единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,68 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,28 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,83 А	
		$I_{OTC}$	$6 \cdot I_H$	27,32 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательно сти от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,68 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	1,14 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,88 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,02 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,43 \cdot I_{НОМ}$	6,51 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,14 о.е.	1,22 Ом
			$Z_{сmI}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,18 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,27 о.е.	3,39 Ом
			$Z_{сmII}$	$0,15 \cdot Z_{II}$	0,51 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,15 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,29 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	10,80 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Действие защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-2200 и В-ТСН	Отключение ШСВ	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	$t_1$					+	
			$t_2$				+		
	$t_3$		+	+					
		СО						+	
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Компоновка и сооружение гидроузла

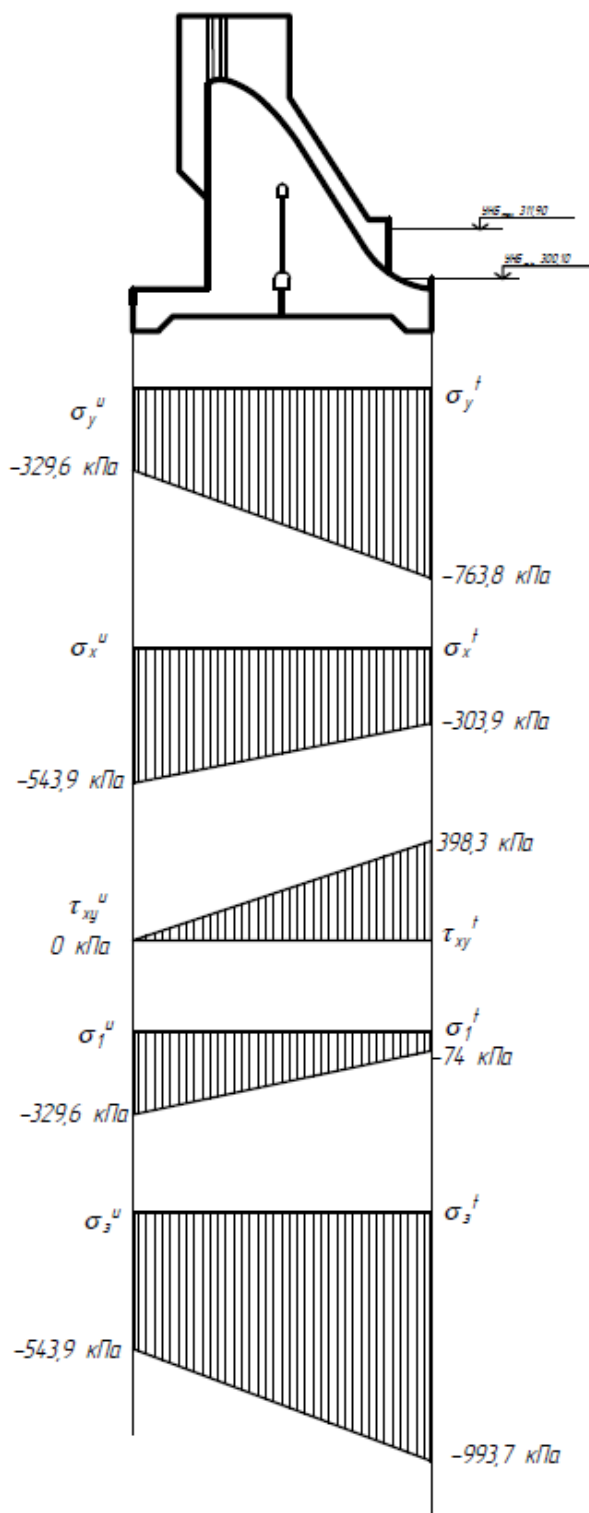


Рисунок Г.1 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия  
«А» Ачитаев 2021 г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АЛТАМАШСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОНДОМА.  
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ СИНХРОННОЙ КОММУТАЦИИ ДЛЯ  
ОГРАНИЧЕНИЯ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В СЕТИ  
СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС

Руководитель А.А. Ачитаев  
подпись, дата

зав. кафедры ГТЭЭС  
СШФ СФУ,  
канд. техн. наук

А.А. Ачитаев  
инициалы, фамилия

Выпускник А.А. Ачитаев  
подпись, дата

М.А. Уколов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2021