

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  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУВИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЛЫЙ  
ЕНИСЕЙ. ЦИФРОВЫЕ УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ  
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ. АЛГОРИТМЫ И УСТАВКИ**

Руководитель	_____	<u>зав. кафедрой ГГЭЭС, СШФ СФУ,</u> канд. техн. наук	<u>А .А. Ачитаев</u>
	подпись, дата		
Выпускник	_____		<u>А. Е. Баравлёва</u>
	подпись, дата		

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы по теме «Проектирование Тувинской ГЭС на реке Малый Енисей. Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная  
безопасность. Охрана окружающей  
среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ТУВИНСКОЙ ГЭС .....	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла .....	9
1.2 Гидрологические данные .....	9
1.3 Инженерно-геологические изыскания .....	11
1.4 Сейсмическая обстановка .....	12
1.5 Энерго-экономическая характеристика региона .....	12
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности .....	13
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока .....	13
2.1.1 Выбор расчетного средневодного года .....	13
2.1.2 Выбор расчетного маловодного года .....	14
2.2 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС .....	15
2.3 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей .....	16
2.4 Определение среднесуточной выработки .....	18
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС .....	19
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	19
3.1.1 Построение режимного поля Тувинской ГЭС по напору и расходу ..	19
3.2. Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	21
3.3. Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины .....	24
3.4. Выбор типа серийного гидрогенератора .....	25
3.6. Выбор типа маслонапорной установки .....	26
3.7. Выбор электрогидравлического регулятора .....	26
3.8. Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины .....	27
4 Электрическая часть .....	28
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	28
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	29
4.2.1 Выбор синхронных генераторов .....	29
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	29
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком .....	31
4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд .....	32
4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ .....	32
4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического отчета .....	34
4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	35
4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов .....	36
4.6.1 Расчёт исходных данных .....	36

4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin» .....	37
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов .....	39
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	40
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	40
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	40
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети .....	41
4.9	Выбор параметров КРУЭ .....	41
5	Релейная защита и автоматика .....	43
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	43
5.2	Перечень защит основного оборудования .....	44
5.3	Расчёт номинальных токов .....	45
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	45
5.4.1	Продольная дифференциальная защита .....	45
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	48
5.4.3	Защита от повышения напряжения .....	50
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	50
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	54
5.4.6	Дистанционная защита генератора .....	55
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	59
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор .....	61
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	61
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	64
6.1	Проектирование водосливной плотины .....	64
6.1.1	Определение отметки гребня плотины грунтовой плотины .....	64
6.1.2	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	66
6.2	Гидравлические расчёты .....	66
6.2.1	Определение ширины водосливно-го фронта .....	66
6.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	67
6.2.3	Проверка пропускной способности расчётного расхода .....	68
6.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	70
6.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	71
6.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	72
6.2.7	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы .....	74
6.3	Конструирование плотины .....	75
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	75
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	75
6.3.3	Быки .....	76
6.3.4	Устой .....	76
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин .....	76
6.3.6	Галереи в теле плотины.....	76

6.4	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины ...	77
6.4.1	Противофильтрационная завеса .....	77
6.4.2	Дренажные устройства в основании .....	77
6.5	Определение основных нагрузок на плотину .....	78
6.5.1	Вес сооружения и затворов .....	78
6.5.2	Сила гидростатического давления .....	79
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	79
6.5.4	Сила фильтрационного давления .....	80
6.5.5	Давление грунта .....	80
6.5.6	Волновое давление .....	82
6.6	Оценка прочности плотины .....	82
6.6.1	Критерии прочности плотины и ее основания .....	85
6.7	Обоснование устойчивости плотины .....	85
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	87
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	87
7.2	Пожарная безопасность .....	87
7.3	Охрана труда .....	89
7.4	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тувинского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность .....	90
7.4.1	Общие сведения о районе строительства .....	90
7.4.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	91
7.4.3	Отходы, образующиеся при строительстве .....	92
7.4.4	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	93
7.4.5	Отходы, образующиеся при строительстве .....	94
7.4.6	Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме .....	94
7.4.7	Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные .....	94
7.4.8	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	95
8	Технико-экономические показатели .....	97
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	97
8.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	98
8.3	Налоговые расходы .....	101
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	101
8.5	Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта .....	102
8.6	Оценка инвестиционного проекта .....	103
8.6.1	Методология, исходные данные .....	103
8.6.2	Коммерческая эффективность .....	103
8.6.3	Бюджетная эффективность .....	104
8.7	Анализ чувствительности .....	104
9	Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки .....	107
9.1	Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей .....	107

9.2 Алгоритм токовой отсечки .....	108
9.3 Алгоритм защиты от замыканий на землю .....	108
9.4 Алгоритм дифференциальной защиты .....	110
9.5 Алгоритмы защиты электродвигателя от перегрузки .....	110
9.6 Алгоритм защиты от минимального напряжения .....	117
9.7 Выводы .....	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	122
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водноэнергетические расчеты.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	136
ПРИЛОЖЕНИЕ В Технико-экономическое обоснование.....	140

## 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

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

Для выбора установленной мощности ГЭС и расчета среднесуточной выработки необходимо разобраться с условиями водности реки в заданном створе, и определить расходы маловодного и средневодного года. Для этого необходимо разделить каждый год на два периода – половодье и межень.

Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период.

Таким образом, к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII, IX месяцы, а к периоду межени – X, XI, XII и I, II, III, IV месяцы.

Далее вычисляем средние расходы ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) для всех лет ряда, за период межени и половодья и располагаем их в порядке убывания. Обеспеченность определяется по формуле:

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

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

Результаты расчётов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в приложении А, таблица А.1.

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

#### 2.1.1 Выбор расчетного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1931(49%) и 1966(51%) годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для данного контрольного примера, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности  $750 \text{ м}^3/\text{с}$  – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности  $218 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.}}^{\text{пол}}}{Q_{1931}^{\text{пол}}} = \frac{750}{749} = 1,00, \quad (2.2)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз.}}^{\text{меж}}}{Q_{1931}^{\text{меж}}} = \frac{218}{207} = 1,05, \quad (2.3)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.}}^{\text{пол}}}{Q_{1966}^{\text{пол}}} = \frac{750}{762} = 0,98,$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз.}}^{\text{меж}}}{Q_{1966}^{\text{меж}}} = \frac{218}{196} = 1,11.$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1931 г.

Расходы в расчетном средневодном году представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетный средневодный год (P=50%)

P=50%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub>
Q <sub>1931</sub>	242	188	168	290	887	1109	699	639	433	214	167	158	433

### 2.1.2 Выбор расчетного маловодного года

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1958 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 628 м<sup>3</sup>/с.  
Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно 180 м<sup>3</sup>/с.

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.}}^{\text{меж}}}{Q_{1958}^{\text{меж}}} = \frac{628}{678} = 0,93, \quad (2.4)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз.}}^{\text{пол}}}{Q_{1958}^{\text{пол}}} = \frac{180}{190} = 0,95. \quad (2.5)$$

Поскольку оба коэффициента являются понижающими, приведение и корректировка не требуются. Заносим данные в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетный маловодный год (P=90%)

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub>
Q <sub>1958</sub>	195	172	166	264	678	987	696	636	393	213	163	156	393

В средневодном году не имеем расходов меньших, чем в маловодном году, в связи с этим корректировка не нужна (таблица 2.3). Кривые обеспеченности для полученных гидрографов представлены на рисунке 2.1.

Таблица 2.3 – Сравнение расходов средневодного и маловодного годов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub>
Q <sub>1931</sub>	242	188	168	290	887	1109	699	639	433	214	167	158	433
Q <sub>1958</sub>	195	172	166	264	678	987	696	636	393	213	163	156	393
Q <sub>50% - Q<sub>90%</sub></sub>	47	16	2	26	209	122	3	3	40	1	4	2	-



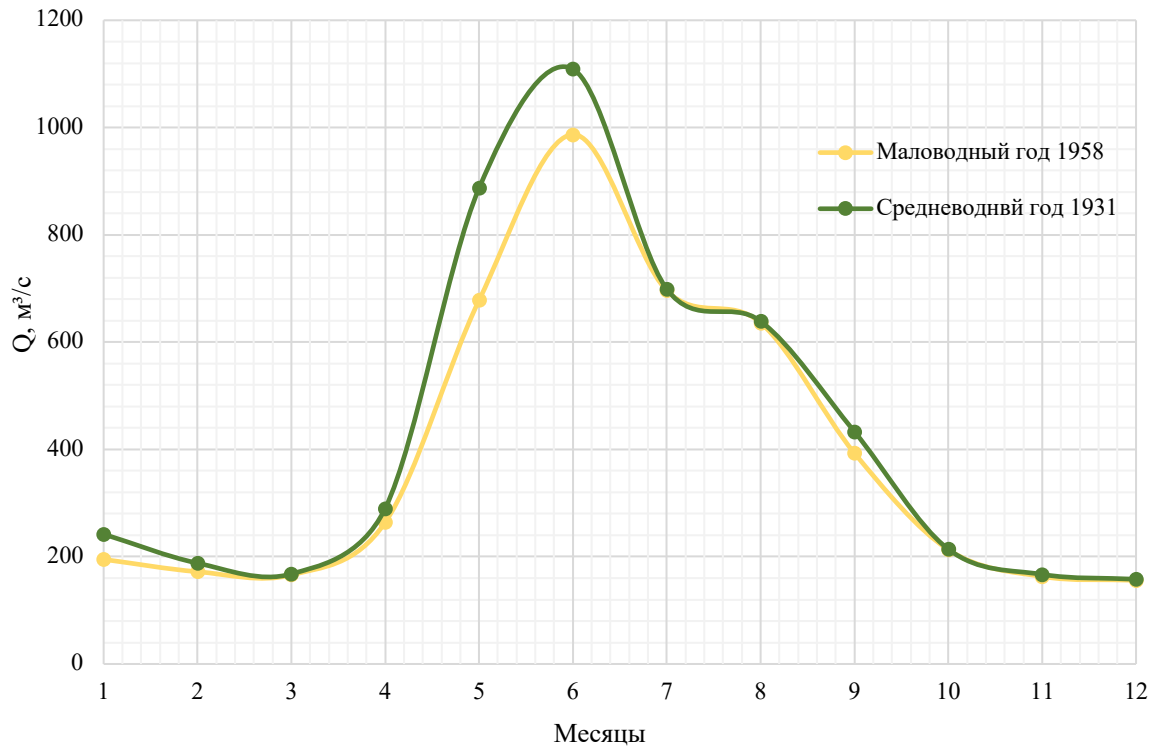


Рисунок 2.1 – Гидрограф среднеговодного и маловодного года

## 2.2 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС

Основной задачей ВЭР является определение рабочих мощностей, УМО, определение полезного объема водохранилища.

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища  $V_{\text{пол}} = 0,18 \text{ км}^3$  к среднему за многолетний период объему годового стока ГЭС:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}}, \quad (2.6)$$

$$W = \frac{\Sigma Q_{\text{год ср}} \cdot t}{10^9} = \frac{460 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^9} = 14,5 \text{ км}^3, \quad (2.7)$$

$$\beta = \frac{0,18}{14,5} = 0,012.$$

Таким образом, получаем суточный тип регулирования.

Сработка водохранилища начинается с ноября.

В те месяцы, когда полезный расход превышает максимальный расход, пропускаемый через турбину, необходимы холостые сбросы. При введении холостых сбросов весь месяц уровень воды в водохранилище придерживается на уровне НПУ, из этого следует, что расчет сработки-наполнения в эти месяцы не требуется.

Водно-энергетический расчет для каждого месяца проектируемой ГЭС в средневодном году приведен в приложении А (Таблица А.2-А.8). График сработки-наполнения водохранилища суточного регулирования представлен на рисунке 2.2.

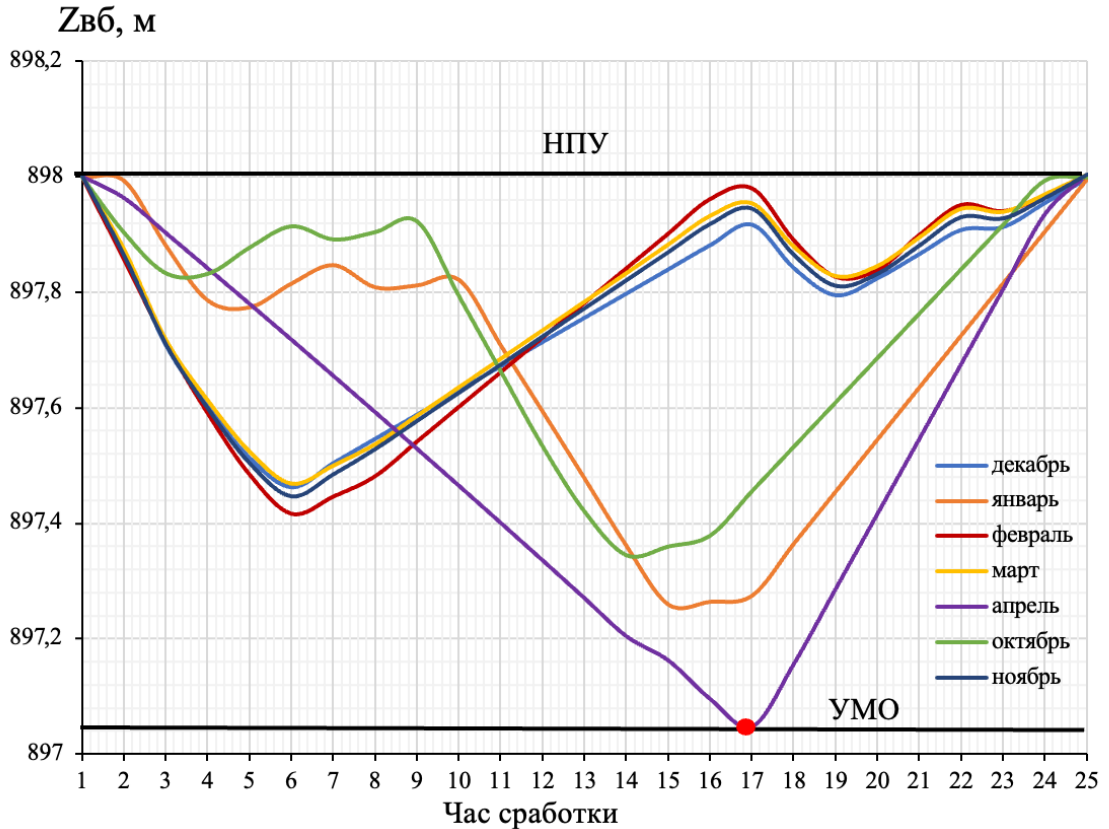


Рисунок 2.2 – График сработки – наполнения Тувинской ГЭС.

Результаты расчетов ВЭР по условию средневодного года:

- рабочая мощность января –  $N_{раб} = 129$  МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 897,05 м.
- полезный объём –  $V_{полезн} = 0,18$  км<sup>3</sup>.

### 2.3 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от  $P_t^{max}$ , аварийный резерв составляет 7% от  $P_t^{max}$ .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{195}{6} = 33 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.8)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{129}{6} = 22 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.9)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{223}{6} = 37 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.10)$$

Данные баланса мощности сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС		Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС			
	Р <sub>макс</sub> , МВт	Н <sub>н.р.</sub> , МВт	Н <sub>раб</sub> , МВт	Н <sub>н.р.</sub> , МВт	Н <sub>рем</sub> , МВт	Р <sub>макс</sub> , МВт	Н <sub>н.р.</sub> , МВт	Н <sub>раб</sub> , МВт	Н <sub>н.р.</sub> , МВт	Н <sub>а.р.</sub> , МВт	Р <sub>макс</sub> , МВт	Н <sub>н.р.</sub> , МВт
I	547	16	195	6	0	129	4	0	223	44	0	7
II	521	16	179	5	0	129	4	0	213	42	0	6
III	476	14	166	5	0	129	4	0	181	38	0	5
IV	424	13	204	6	0	129	4	0	91	34	0	3
V	379	11	202	6	0	129	4	0	48	30	0	1
VI	353	11	183	5	0	129	4	0	41	28	19	1
VII	353	11	183	5	0	129	4	0	41	28	19	1
VIII	379	11	200	6	0	129	4	0	50	30	0	2
IX	424	13	212	6	0	129	4	22	83	34	0	2
X	476	14	161	5	33	129	4	0	186	38	0	6
XI	521	16	180	5	0	129	4	0	212	42	0	6

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст. ГЭС}} = N_{\text{раб ГЭС}} + N_{\text{рез ГЭС}} = 129 + 4 = 133 \text{ МВт}. \quad (2.11)$$

Баланс мощности представлен на рисунке 2.3.

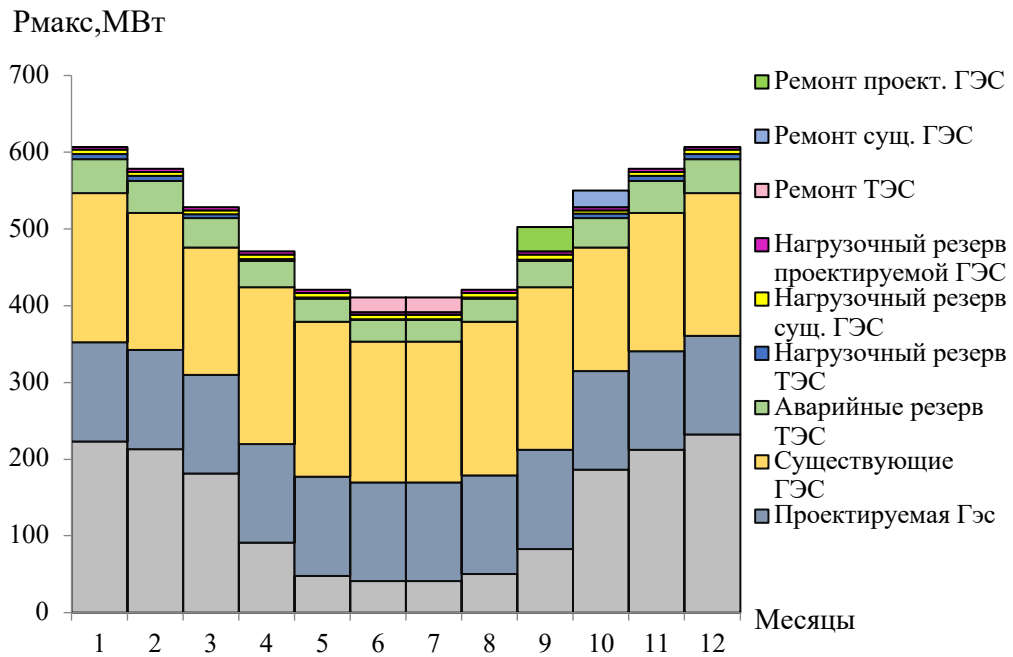


Рисунок 2.3 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

## 2.4 Определение среднегодовой выработки

В случае суточного регулирования среднегодовой выработка рассчитывается путем вычисления согласно работе маловодного года.

В каждом месяце в итоге ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году были определены рабочие мощности каждого часа и соответствующие им выработки по формуле 2.12.

$$\mathcal{E} = \frac{N_{\text{раб}} \cdot 1}{1000}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.12)$$

Для определения среднемесячной выработки необходимо сумму выработок каждого часа умножить на количество дней в месяце, так для января:

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{мес}} = \sum \mathcal{E}_{\text{янв}} \cdot 31, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.13)$$

Среднегодовая выработка является суммой всех среднемесячных выработок. Расчет сведен в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет среднегодовой выработки (в млн. кВт·ч)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\sum \mathcal{E}_{\text{мес}}$	1,68	1,32	1,18	2,26	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	1,17	1,10
$\bar{\mathcal{E}}_{\text{мес}}$	52	37	35	68	96	93	96	96	93	90	35	34
$\bar{\mathcal{E}}_{\text{мл}}$	845 млн. кВт · ч											

### 3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля Тувинской ГЭС по напору и расходу

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{ВВ}(V_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $z_{ВВ}(V_{сраб})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки  $V_{сраб}$  от отметки НПУ до отметки УМО;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода  $Q_{НБ}$ ;

$\Delta h$  – заданные потери в водоподводящих сооружениях ( $\Delta h = 0,02$  м).

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый минимальным расходом в сработке–наполнении водохранилища по маловодному году:

$$Q_{min} = 70 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где  $N_{уст}^{прГЭС}$  – установленная мощность проектируемой ГЭС;

$k_N$  – заданный коэффициент мощности ( $k_N = 8,5$ ).

Ниже точки расчетного напора режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС, которая может быть построена по следующей зависимости:

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе при расчетном по мощности напоре  $H_p^N$ ;

Параметры режимного поля, определенные по формулам выше представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1–Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ.З}, \text{ м}$	$H_{НПУ}, \text{ м}$	$H_{УМО}, \text{ м}$	$H_{ВБ}^{яНБ}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	858,3	39,3	38,4	39,1	36,0	419,8	35,5	426,0
70	859,0	38,6	37,6	38,3	35,8	422,2	35,4	425,4
170	860,0	37,6	36,7	37,4	35,5	425,9	35,3	424,8
270	860,8	36,8	35,9	36,6			35,2	424,2
370	861,5	36,1	35,2	35,9			35,1	423,6
470	862,1	35,5	34,5	35,2			35,0	423,0
							34,8	422,1

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определяем:

– максимальный напор  $H_{\max} = 38,6$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

– расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 35,5$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор  $H_{\min} = 34,8$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

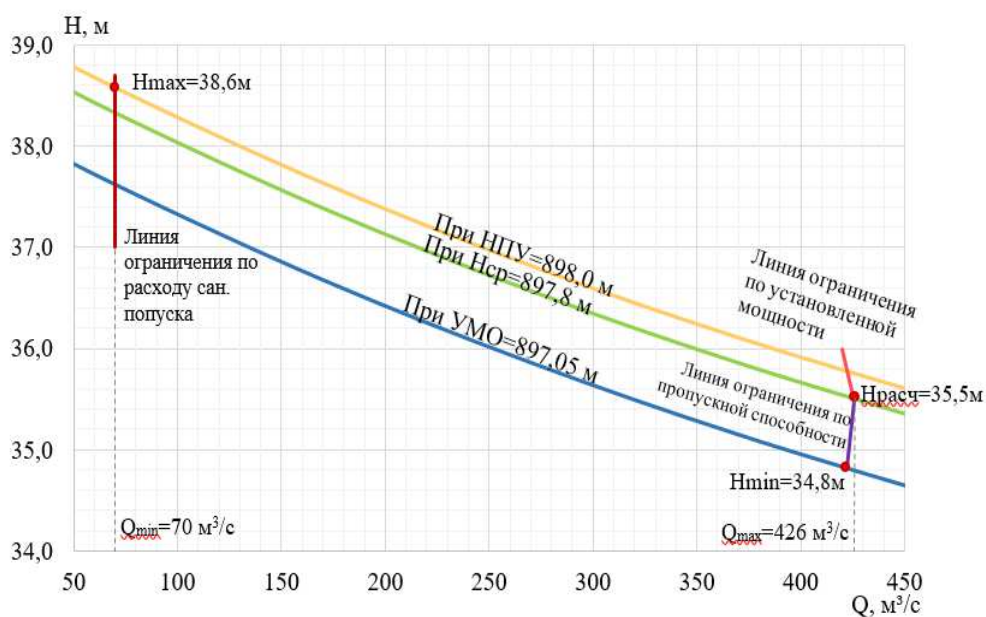


Рисунок 3.1–Режимное поле

### 3.2. Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение  $H_{max}=38,6$  м было близко к предельному напору  $H_{пред}$  выбранного типа, но не превышало его, т.е.  $H_{max} \leq H_{пред}$ .

Заданным условиям соответствуют турбины ПЛ40а-В, ПЛ40б-В и РО45-В, основные параметры которых представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	РО45-В
$H_{пред}, м$	40	40	45
$H_{min}/H_{max}$	0,87	0,87	0,77
$n'_{1\ opt}, об/м$	125	123	82
$Q_{1\ opt}, л/с$	1020	1150	1200
$\eta_{м\ opt}$	0,913	0,904	0,921
$Q'_{1\ max}, м^3/с$	1800	1700	1430
$\sigma(Q'_{1\ max})$	0,65	0,65	0,23
$D_{1\ м}, м$	0,460	0,460	0,460
$H_{м}, м$	4	4	4
$t_{mod}, ^\circ C$	10	20	8

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки  $P_1$ , предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$\text{Для ПЛ40а-В: } Q'_{(p1)} = 1,7 \frac{м^3}{с}, \eta'_{(p1)} = 0,882,$$

$$\text{Для ПЛ40б-В: } Q'_{(p1)} = 1,62 \frac{м^3}{с}, \eta'_{(p1)} = 0,893.$$

$$\text{Для РО45-В: } Q'_{(p1)} = 1,7 \frac{м^3}{с}, \eta'_{(p1)} = 0,74.$$

Далее производим расчет параметров турбины ПЛ40а-В для разных значений диаметра [1]. Ниже представлен ход расчета для диаметра  $D_1 = 5,6$  м.

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_P}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.4)$$

где  $\eta_M, D_{1M}, H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$v_H, v_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлически потерям и принимаемый равным 0,75.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,883) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{5,6}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{35,5}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,38 \cdot 10^6}{1,3 \cdot 10^6}} \right) = 0,93.$$

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитываем после уточнения числа агрегатов:

$$N_a' = 9,81 \cdot Q_{I_p}' \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.5)$$

где  $Q_{I_p}'$  – приведенный расход воды в расчетной точке на УХ турбины (см. приложение А);

$D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a'}, \quad (3.6)$$

где  $N_{уст} = 130$  МВт – расчетная установленная мощность Тувинской ГЭС.

Расчитанное число агрегатов  $Z_a^*$  округляется в большую сторону ( $Z_a$ ).

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_P}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где  $n_{I_p}'$  – приведенная частота вращения в расчетной точке на УХ выбранной турбины;

$D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения;

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

Для выбранного диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведенной частоты вращения соответствующие



максимальному, расчетному и минимальному напорам, предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_{min} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_{max}}}; n'_p = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_p}}; n'_{max} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_{min}}} \quad (3.9)$$

Окончательное расположение расчетной точки на линии  $n'_p$  с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегатов  $N_a$  находится при помощи уравнения

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} \quad (3.10)$$

Правая часть является константой, а левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_p$ , чтобы произведение  $Q'_1 \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Для получения расчетной точки необходимо построить линию ограничения по установленной мощности агрегата. Также необходимо построить линию по ограничению пропускной способности ГЭС.

Далее необходимо провести расчеты для ряда других стандартных значений диаметров рабочего колеса.

Для большинства гидроэлектростанций предъявляются требования по минимальному расходу воды в НБ. Эти требования являются ограничением слева на режимном поле по минимальному расходу. Для выполнения данного условия, необходимо линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитать в координаты главной универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max}$  и  $H_{min}$ .

Приведенный расход определяется по формуле

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H} \cdot \Delta} \quad (3.11)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через турбину;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H$  – напор,  $H_{max}$  или  $H_{min}$ ;

$\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины;

$Z = 1$  – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Расчитанные величины для разных диаметров натуральных турбин представлены в Приложения Б, таблица Б1, Б2.

При выборе подходящего типа гидротурбины необходимо опрощать внимание на ограничения по минимальному расходу, который не должен быть близок к оптимуму или выходить за него. Так же не берем турбины, у которых точка оптимума не входит в диапазон минимальных и максимальных приведенных оборотов.

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, далее будем рассматривать только гидротурбины ПЛ40а-В-560, ПЛ40а-В-500 и ПЛ40б-В-355, для выбора наиболее подходящей.

Остальные варианты рассмотренных не подходят, так как синхронная частота вращения при рассчитанной мощности не соответствует ни одному генератору, а также для некоторых турбин уже на этом этапе можно увидеть то, что по допустимой, экономически целесообразной высоте отсасывания они не проходят.

Зоны работы турбины ПЛ40а-В-560 представлены в приложении Б, рисунок Б.1.

### 3.3. Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

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

где  $z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе  $Q_{нб}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

Высота отсасывания рассчитывается для трех случаев, требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. работа одного агрегата при максимальном напоре и максимальной мощности;
2. работа одного агрегата при расчетном напоре и максимальной мощности;
3. работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_S = B - \frac{z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.13)$$

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

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

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

Для турбины ПЛ40а-В-560:

$$H_S = 10,33 - \frac{860,3}{900} - 0,29 \cdot 38,6 - 1,5 = -3,32 \text{ м,}$$

$$H_S = 10,33 - \frac{860,5}{900} - 0,37 \cdot 35,5 - 1,5 = -5,26 \text{ м,}$$

$$H_s = 10,33 - \frac{860,4}{900} - 0,36 \cdot 34,8 - 1,5 = -4,65 \text{ м.}$$

Результаты расчета высот отсасывания сводим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания

Тип турбины	$\eta$	$D_1$ , м	$Z_a$ , ШТ	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_{s1}$ , м	$H_{s2}$ , м	$H_{s3}$ , м
ПЛ40а-В-500	0,93	5	2	157,8	66,5	-7,95	-9,87	-9,52
ПЛ40а-В-560	0,93	5,6	2	136,4	66,5	-3,32	-5,26	-4,65
ПЛ40б-В-355	0,93	3,55	4	214,3	33,3	-5,91	-8,01	-7,44

Из всех полученных значений высот отсасывания и отметок установки РК принимаем минимальную отметку расположения рабочего колеса, которая в свою очередь рассчитана для самого неблагоприятного случая, а значит, для других вариантов бескавитационная работа будет однозначно обеспечена, то есть имеем:

$$\text{ПЛ40а-В-500: } H_s = -9,87 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 850,6 \text{ м.}$$

$$\text{ПЛ40а-В-560: } H_s = -5,26 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 855,2.$$

$$\text{ПЛ40б-В-355: } H_s = -8,01 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 851,3 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем к установке гидротурбину ПЛ40а-В-560, так как высота отсасывания при данном диаметре гидротурбины наименьшая, что является экономически выгодно и позволяет уменьшить объем земляных работ.

### 3.4. Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{66,5}{0,9} = 74 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (3.14)$$

Число полюсов гидрогенератора

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{136,4} = 44. \quad (3.15)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-845/140-44Т, данные которого представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-845/140-44Т

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	72
Номинальная активная мощность	$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	65
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$ , о. е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	11
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ}}$ , кА	2,94
Номинальная частота вращения	$n_{\text{НОМ}}$ , об/мин	136,4
Сопротивление обмотки статора	$X_d$ , о. е.	0,77
Переходное сопротивление	$X'_d$ , о. е.	0,26
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$ , о. е.	0,18

### 3.6. Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ), является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин. Её габаритные размеры определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объёма сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», часть 1, стр. 144 [2] определяем тип МНУ:

МНУ 6,3/1-40-8-2 – это маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 6,3 м<sup>3</sup>, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом ГА 6,3/1-40, имеющим сливной бак вместимостью 8 м<sup>3</sup>/с 2 насосами.

### 3.7. Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [2] (таблица 9.2, стр. 103), определяем тип ЭГР.

Для поворотно-лопастной турбины с диаметром  $D_1=5,6$  м: это ЭГРК-2И1-150-4; тип панели электрооборудования ЭГР-2И1 (на интегральных микросхемах); тип гидромеханической колонки управления ЭГРК-150-4.

### **3.8. Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины**

Конструктивная схема компоновки гидротурбины определяется в соответствии с ОСТ 108.023.105-84.

При диаметре  $D_1 = 5,6$  м и подвесном типе генератора выбирается 7 схема компоновки турбины при которой подпятник расположен на верхней крестовине. Верхний подшипник генератора расположен в верхней крестовине.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений - один из самых важных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

Проектируемая Тувинская ГЭС будет соединена линиями электропередач с подстанцией «Чадан» 110/35/10 кВ, расположенной на расстоянии 100 км от проектируемого гидроузла.

Для проектируемой ГЭС будут рассмотрены 2 структурных схемы электрических соединений: с одиночными и укрупненными блоками. Данные схемы представлены на рисунках 4.1, 4.2.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

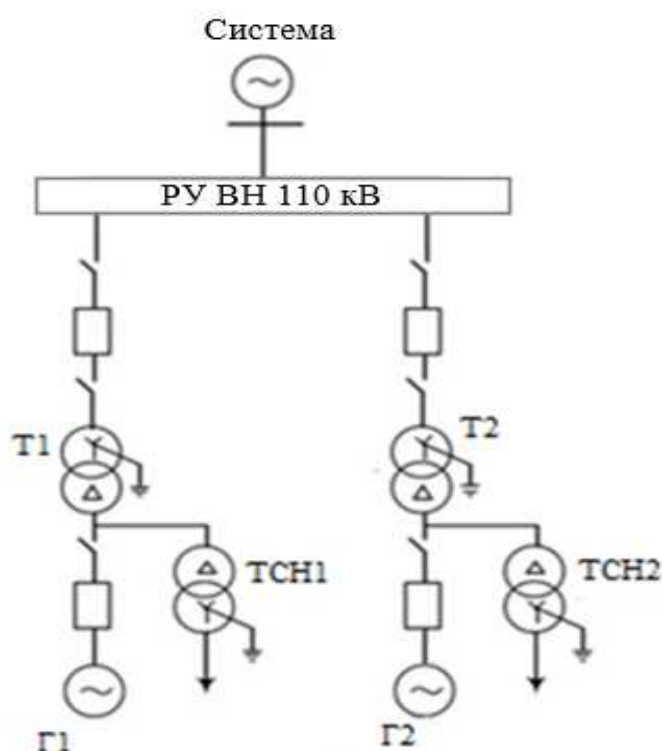


Рисунок 4.1– Схема с одиночными блоками

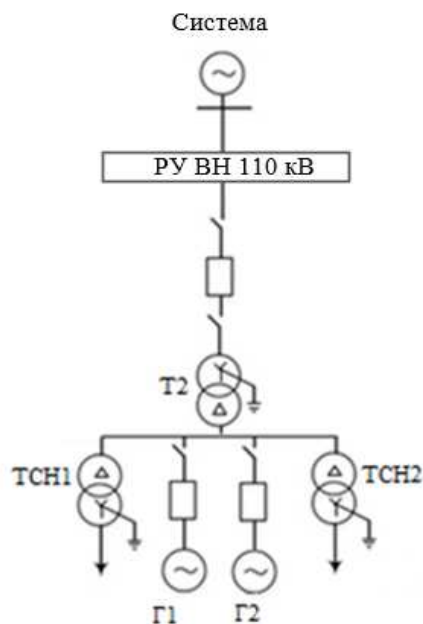


Рисунок 4.2– Схема с объединенными блоками

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

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

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-845/140-44Т. Данные генератора представлены в таблице 3.4.

### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ген.ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{65 - 1,3}{0,9} = 70,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольятинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-80000/110. Паспортные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ 80000/110–У1

$S_{\text{ном}},$ МВА	$U_{\text{н}},$ кВ		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{xx}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
80	121	10,5	10,5	310	80	0,6

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч.} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

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

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

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

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,80 \cdot 8729 = 698 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,31}{1} \cdot \left(\frac{70,8}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 594 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}, \quad (4.5)$$

где  $\beta_1$  – тарифная ставка в режиме холостого хода

$\beta_2$  – тарифная ставка в режиме короткого замыкания

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 698 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 594 = 9,44 \text{ тыс. руб.}$$



Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$I_{(2)} = I \cdot 2 = 9,44 \cdot 2 = 18,88 \text{ тыс. руб.}$$

### 4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{ген ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{(65 - 1,3)}{0,9} = 141,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.6)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-160000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-160000/1100-У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
160	121	10,5	10,5	450	65	0,55

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (4.7)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.} \quad (4.8)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,065 \cdot 8729 = 567 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.9)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (4.10)$$

$$\Delta W_H = \frac{0,45}{1} \cdot \left( \frac{141,6}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 847 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для укрупненного блока:

$$И^y = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_H. \quad (4.11)$$

$$И^y = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 567 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 847 = 11,03 \text{ тыс. руб.}$$

Величина издержек для схемы с объединенными блоками:

$$И_{(1)} = И^y + И = 13,601 + 8,856 = 11,03 \text{ тыс. руб.} \quad (4.12)$$

#### 4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия обеспечения одним ТСН собственных нужд всей станции.

Мощность трансформатора СН:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{уст}}{n \cdot \cos\varphi_{ген}} = 0,01 \cdot \frac{130}{2 \cdot 0,9} = 1444 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.13)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{с.н.} \leq S_{ТСН}. \quad (4.14)$$

Выбираем трансформатор ТСЗ-1600/10 производства «Чебоксарского Электростроительного завода». Паспортные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 –Паспортные данные трансформатора ТСЗ–1600/10

$S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	
1,6	10,5	6,0	6,0

#### 4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n_L = \frac{(P_{уст} - P_{сн})}{k \cdot P_{нат}} + 1 = \frac{(S_{Г} \cdot n_{Г} - S_{сн}) \cos\varphi}{k \cdot P_{нат}} + 1, \quad (4.15)$$

где  $P_{уст}$  – установленная мощность ГЭС, МВт;

$P_{сн}$  – мощность собственных нужд ГЭС, МВт;

$k$  – коэффициент приведения натуральной мощности линии электропередач ( при номинальном напряжении 110 кВ  $k = 1,4$  )

$P_{\text{нат}}$  – натуральная мощность линии электропередач, МВт;

$$n_{\text{л}} = \frac{(72 \cdot 2 - 1,44) \cdot 0,9}{1,4 \cdot 30} + 1 = 4,05.$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным  $n_{\text{л}} = 4$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (4.16)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{130 - 1,3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 84 \text{ А.}$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 84 = 89 \text{ А}, \quad (4.17)$$

где  $\alpha_{\text{и}} = 1,05$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{89}{1,1} = 80,6 \text{ мм}^2, \quad (4.18)$$

где  $j_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$  – нормированная плотность тока.

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=110\text{кВ}$  выбираем провод марки АС – 95/16.

Параметры провода АС–95/16 приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС–95/16

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,301	0,434	$2,60 \cdot 10^{-4}$

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{129,7}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 225 \text{ А.} \quad (4.19)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$ ,  $330 \text{ A} > 225 \text{ A}$  следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

#### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического отчета

Стоимость трансформаторного оборудования приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.4 – Стоимость трансформаторного оборудования

Оборудование	Стоимость,руб
ТДЦ-80000/110	50 910 000
ТДЦ-160000/110-У1	104 160 000
ТЗС-1600/10	2 000 000

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

Капитальные вложения для схемы с одиночными блоками:

$$K_1 = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{круз}} , \quad (4.20)$$

где  $K_T$  – стоимость одного блочного трансформатора;  
 $K_{T_{\text{с.н.}}}$  – стоимость одного трансформатора собственных нужд;  
 $K_{\text{круз}}$  – стоимость ячейки КРУЭ;  
 $n = 2$  – число силовых трансформаторов;  
 $m = 3$  – число трансформатора собственных нужд;  
 $t = 5$  – число ячеек КРУЭ .

$$K_1 = 2 \cdot 51 + 3 \cdot 2 + 5 \cdot 10 = 156 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E_n \cdot K_i + И , \quad (4.21)$$

где  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент;  
 $K_i$  – капитальные затраты;  
 $И$  – издержки.

$$Z_1 = E_n \cdot K_i + И = 0,15 \cdot 156 + 0,0189 = 23,4 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2 = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{круз}} , \quad (4.22)$$

где  $K_T$  – стоимость одного блочного трансформатора;  
 $K_{T_{с.н.}}$  – стоимость одного трансформатора собственных нужд;  
 $K_{круз}$  – стоимость ячейки КРУЭ;  
 $n = 1$  – число силовых трансформаторов;  
 $m = 3$  – число трансформатора собственных нужд;  
 $t = 4$  – число ячеек КРУЭ.

$$K_2 = 1 \cdot 104 + 3 \cdot 2 + 4 \cdot 10 = 149 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками:

$$З_2 = E_n \cdot K_i + И = 0,15 \cdot 149 + 0,011 = 22,3 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$\Delta = \frac{З_1 - З_2}{З_1} < 5\%, \quad (4.23)$$

$$\Delta = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{23,4 - 22,3}{23,4} \cdot 100\% = 4,7\%.$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем, делаем вывод, что два варианта являются экономически равноценными, так как разность между двумя вариантами составила 4,7 %, и выбирать схему необходимо из технических соображений.

Станция имеет 2 генератора, значит правильнее будет выбрать схему с одиночными блоками, так как при выведении одного блока в аварийном режиме и при ремонтах станция продолжит снабжать электроэнергией потребителей, тем самым повышается надежность по сравнению со схемой с объединенными блоками. Таким образом, выбираем схему с одиночными блоками.

#### **4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения**

Число присоединений РУ–110 кВ: 6 (4 ВЛЭП 110 кВ, 2 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с одной рабочей секционированной выключателем системой шин. Выбранная схема РУ – 110 кВ представлена на рисунке 4.3

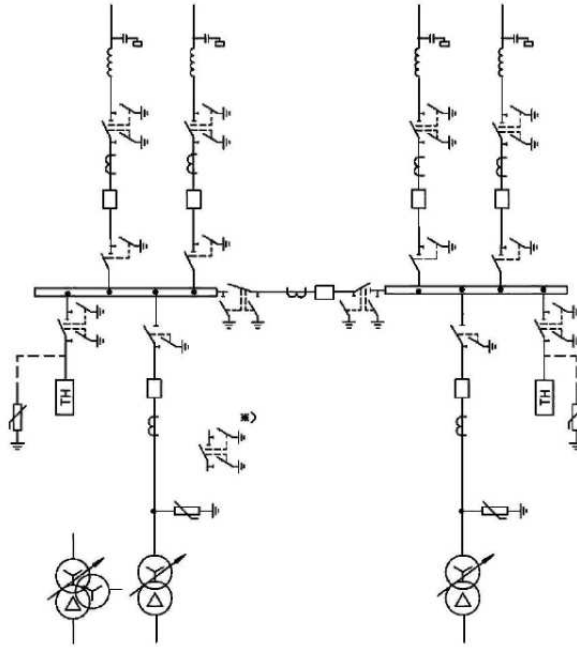


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 110 кВ

## 4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Определены индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$X_{Г} = x''_d \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,18 \cdot \frac{10,5^2}{72} = 0,276 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_*'' \cdot U_{б} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$X_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 80} = 19,22 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Система:

$$X_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{115^2}{150} = 88,17 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Линии связи 100 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,434 \cdot 100 = 43,4 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ.} \quad (4.29)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{121} = 0,09. \quad (4.30)$$

Определены активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\text{Г}} = \frac{x_{*\text{Г}}}{T_{\text{а,Г}} \cdot \omega} = \frac{0,276}{0,045 \cdot 314} = 0,020 \text{ Ом,} \quad (4.31)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{T_{\text{а,С}} \cdot \omega} = \frac{88,17}{0,035 \cdot 314} = 8,02 \text{ Ом,} \quad (4.32)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,301 \cdot 100 = 30,10 \text{ Ом,} \quad (4.33)$$

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{К}} \cdot U_{\text{б}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{310 \cdot 121^2}{80^2} = 0,709 \text{ Ом.} \quad (4.34)$$

#### **4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»**

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим		Состав/Несим		
	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		11
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Блок 1		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок 2		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	КРУЭ		115
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Сеть		115

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим		Состав/Несим										
	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	3		Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5		Блок 1 - КРУЭ	0,71	19,22					0,090
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	4		Генератор 2 - Блок 2							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		Блок 2 - КРУЭ	0,71	19,22					0,090
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		КРУЭ - Сеть	30,10	43,40					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим		Состав/Несим						
	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	
1		1	Система	6	8,020	88,170	8,020	88,170	24,060	264,510	121,000	
2		2	Генератор 1	1	0,020	0,280	0,020	0,280	0,060	0,840	11,870	
3		3	Генератор 2	2	0,020	0,280	0,020	0,280	0,060	0,840	11,870	

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7, 4.8, 4.9 и сведены в таблицу 4.5.

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим		Состав/Несим					
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	5					8,3016	-87,01

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ



S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r 1	x 1	I 2	dI 2	r 2	x 2	I 0	dI 0
1	1		1ф	5					4,0631	-86,96			4,0631	-86,96			4,0631	-86,96

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	1					24,6126	-85,92

Рисунок 4.9– Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.5 – Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$
1ф	5	12,19	27,72
3ф	5	8,3	18,87
3ф	1	24,61	68,13

#### 4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{Г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{72 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,2 \text{ кА}. \quad (4.35)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{тр-ра} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{80 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 121 \cdot 10^3} = 401,8 \text{ А}. \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{раб.маx} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{128,7 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 168,9 \text{ А}. \quad (4.37)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{128,7 \cdot 10^6}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 112,6 \text{ А}. \quad (4.38)$$

## 4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

### 4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} , \quad (4.39)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} , \quad (4.40)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} . \quad (4.41)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

Выбираем вакуумный выключатель ВГГ–10 производства ООО «Высоковольтный союз» для генераторного напряжения. Разъединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Основные параметры генераторного выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ–10	Разъединитель РВРЗ – 20/84000 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 8 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 24,61 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин.ст}} = 100 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 68,13 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 150 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 24,61 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 32,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10У3. Производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» Проверка трансформатора тока ТШЛ–10У3 представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10У3

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{Г}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб мах}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{Г,раб}} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 5 \text{ кА}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-0,6,10. Производитель ОАО «Элетроцит Самара». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-0,6,10 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

### 4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице 4.9.

Выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3 марки ООО «АСУ-ВЭИ». Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

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

Таблица 4.9 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

### 4.9 Выбор параметров КРУЭ

По имеющимся данным для КРУЭ 110кВ принимаются ячейки ЯГТ-110 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГТ-110 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещённые в заземлённом металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надёжность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Каталожные данные ячейки КРУЭ 110кВ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные
	ЯГТ-110
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 0,844 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 12,19 \text{ кА}$	$i_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 27,72 \text{ кА}$	$i_{\text{r}} = 125 \text{ кА}$

Технические характеристики трансформатора тока и напряжения представлены в таблицах 4.11 и 4.12 соответственно.

Таблица 4.11 – Технические характеристики трансформатора тока

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,25
Для измерений	0,5
Для защиты	10р
Номинальное напряжение, кВ	
110	

Таблица 4.12 – Технические характеристики трансформатора напряжения

Параметры трансформаторов напряжения	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000
Номинальное напряжение, кВ	
110	

## 5 Релейная защита и автоматика

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

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

В таблицах 5.1 – 5.3 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформаторов Тувинской ГЭС.

Таблица 5.1 – Паспортные данные генератора СВ-845/-140-44

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	72,22
	активная, МВт	65
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности, о. е.		0,9
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		136,4
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		2940
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		980
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		220
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	0,77
	переходное, о. е.	0,26
	сверхпереходное, о. е.	0,18
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,2
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		-

Таблица 5.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/110

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	80
Номинальное напряжение, кВ	121/10,5
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

Таблица 5.3 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1600/10

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	1,6
Номинальное напряжение, кВ	10,5/6,0
Напряжение короткого замыкания, %	6,0
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

## 5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [4] согласно мощности генератора приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-845/140-44 – 72,22 МВ · А:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;

- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/110:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора повреждённой фазы трансформатора, охватывающие обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-110);
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформаторного блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформаторного блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты трансформатора СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

Защиты воздушных линий 110 кВ:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
- Резервные защиты:

- Трёхступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий;
- Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- УРОВ 110 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ).

### 5.3 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{72220}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,97 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1 \cdot 3971}{4000/5} = 4,96 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения (ТВ) для схемы самовозбуждения:

$$S_{\text{НОМ.ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ.РОТ.}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ.РОТ.}} = \frac{980}{1,2255} \cdot 220 = 176 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (5.3)$$

Из стандартного ряда принят ТВ мощностью 250 кВ · А.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТВ}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ.РОТ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.РОТ.}}} = \frac{250 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 656,08 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НН ТВ}}^2 = \frac{I_{\text{ВН ТВ}}^1}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{656,08}{750/5} = 4,37 \text{ А.} \quad (5.5)$$

### 5.4 Описание защит и расчёт их уставок

#### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{С.З.}} < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ ) защитой от междуфазных

КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора:  $I_{ном} = 3971 \text{ А}$ .

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3971 = 198,56 \text{ А.} \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{ном} = 0,1 \cdot I_{ном}, \quad (5.7)$$

где  $K = 2$  – коэффициент надёжности.

Принята уставка:  $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_{ном}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{max}, \quad (5.8)$$

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

$I_{max}$  – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трёхфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяется по формуле:

$$I_{max} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{ном}. \quad (5.9)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,18} \cdot 3971 = 2493 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}. \quad (5.10)$$



где  $K_H = 2$  – коэффициент надёжности;  
 $I_T = I_{max} = 24930$  А.

$$K_T > \frac{2493 \cdot 2}{324930} = 0,2.$$

Принята уставка:  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

5. Для обеспечения надёжной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{отс} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3971 = 23,83 \text{ кА}. \quad (5.13)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

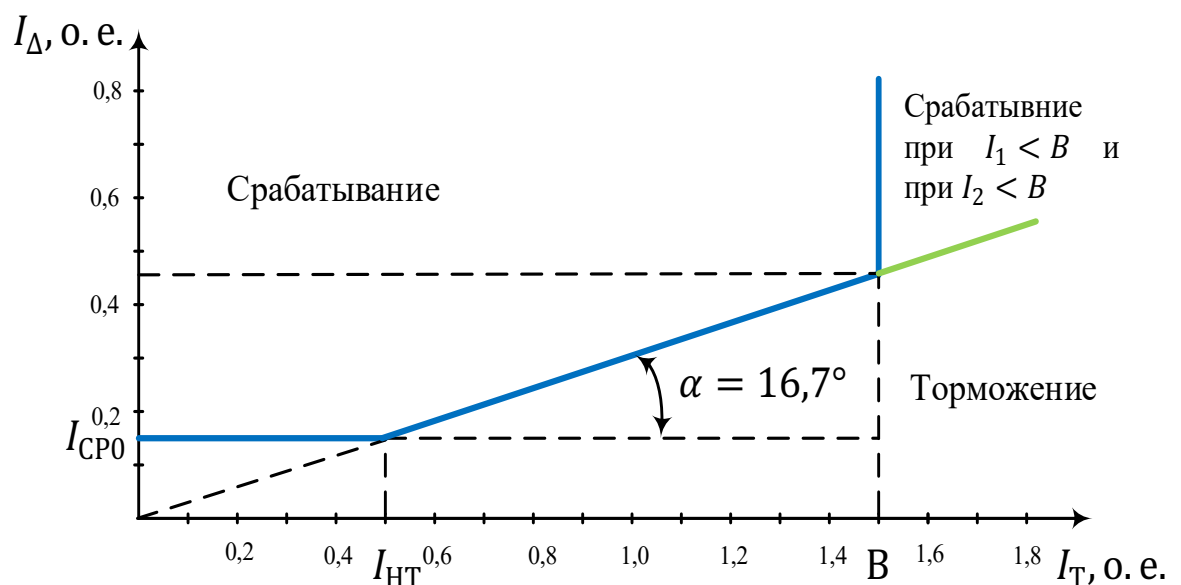


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

#### 5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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 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 трансформаторного блока  $U_{0\text{эл.ст.}}$  при КЗ на землю на стороне ВН.

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

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

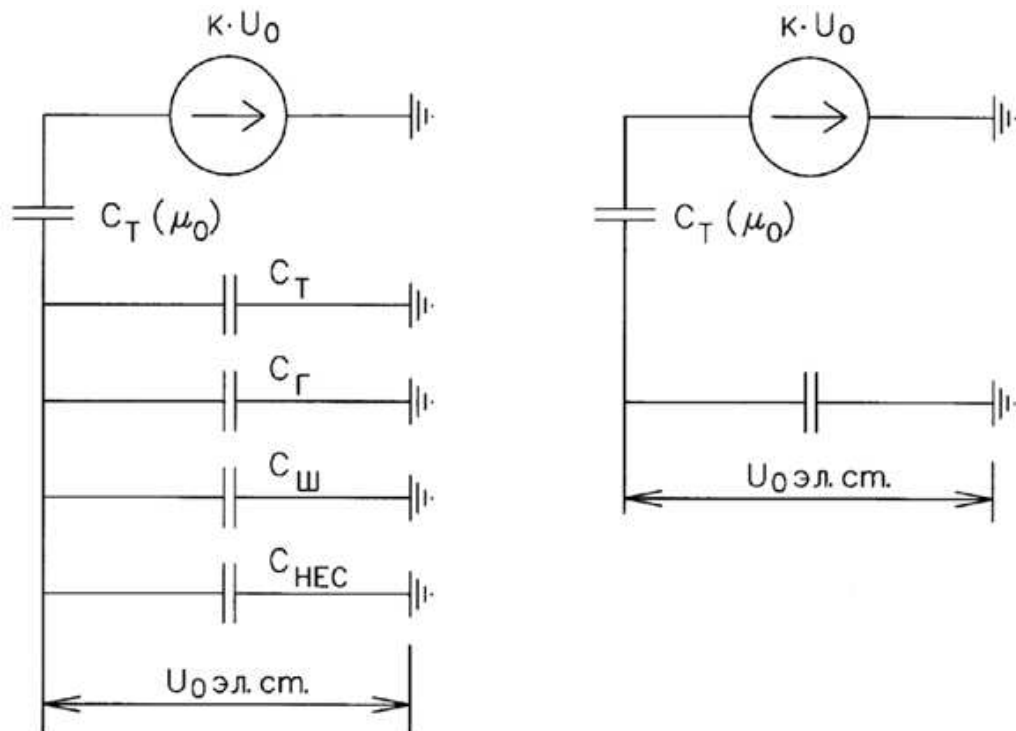


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{BG} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.14)$$

где  $C_T = 0,007$  мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_G = 0,7$  мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

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

$C_{BG} = 0,25$  мкФ/фазу – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ.

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 23,29 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,965} = 119 \text{ В}, \quad (5.15)$$

где  $K = 0,5$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора (для трансформаторов с глухо заземлённой нейтралью);

$C_T(\mu_0) = 0,01$  мкФ/фазу – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ}. \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,5 \text{ А}. \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 119}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 3,11 \text{ В}. \quad (5.18)$$

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

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата;

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

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

Приняты следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В и выдержкой времени действия на сигнал 5,0 с;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов 0,5 с.

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

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

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

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

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

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

#### 5.4.3 Защита от повышения напряжения

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.21)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

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

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других 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  $A = 30$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита включает в себя следующие органы:

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

Принята уставка сигнального органа:  $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$

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 надёжного пуска интегрального органа при  $t_{\text{макс}} = 600$  с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,18, \quad (5.25)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,18^2} \approx 980 \text{ с}.$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.27)$$

$$A_{\text{ИЮ}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.28)$$

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 $I_2/I_N$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

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

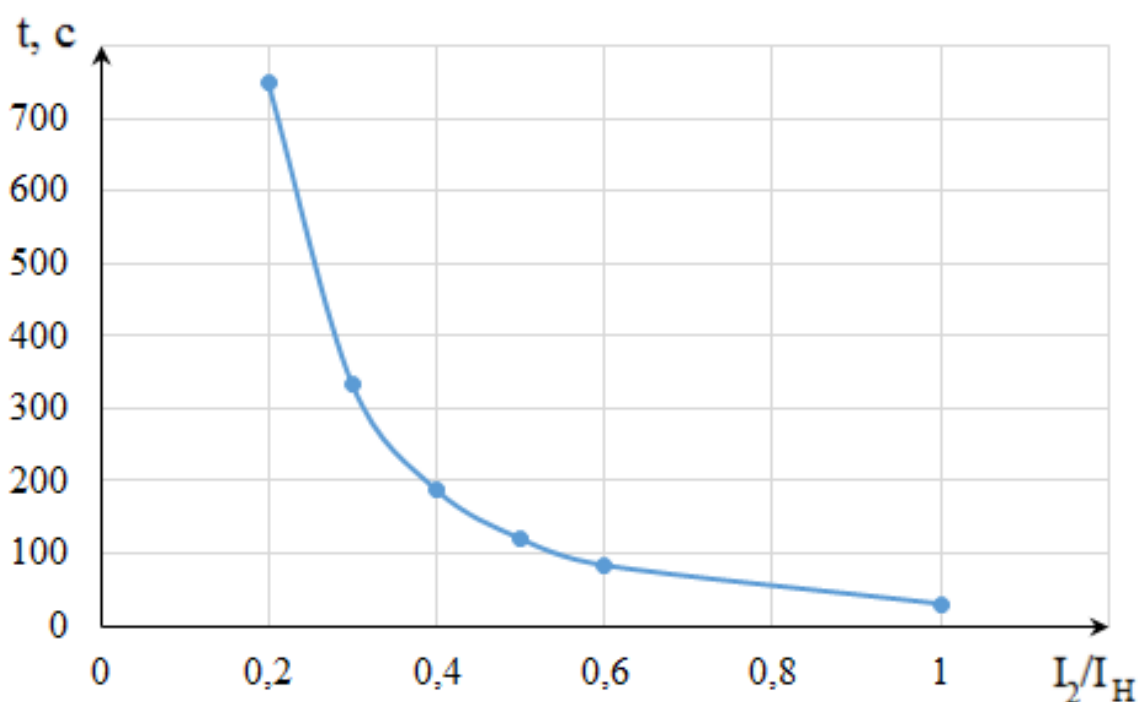


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс.}} = 700 \text{ с}$ .

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

промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $t_{охл}$ ) 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 шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''_{ВН}} + X_T + X_L)}, \quad (5.29)$$

где  $X_{L}^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 43,4 \cdot \frac{72,22}{121^2} = 0,21;$

$$X_{d''_{ВН}} = X_{d''} \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,18 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right)^2 = 23,9 - \text{сверхпереходное}$$

сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_T$  – сопротивление обратной последовательности генератора;

$$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{72,22}{80} = 0,095 - \text{сопротивление трансформатора в относительных единицах.}$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (23,9 + 0,095 + 0,21)} = 0,016 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,016 \cdot 2 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,37. \quad (5.31)$$

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 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.32)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 6$  с.

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

Уставка пускового органа:

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

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

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



Уставка выдержки времени отключающего органа принята минимальной и равна 0,01 с.

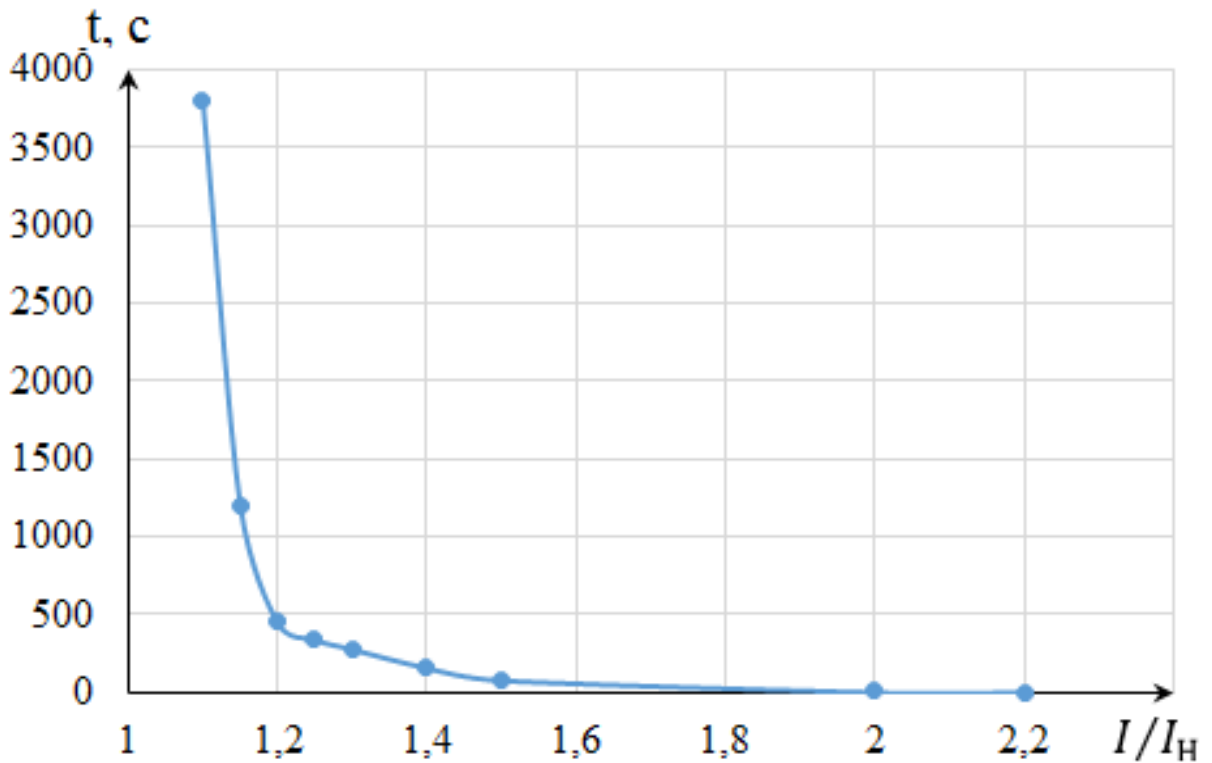


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1 \text{ отс}} = \frac{1,5 \cdot I_H}{0,98} = 1,531 \cdot I_H . \quad (5.34)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,66 \cdot U_{ном}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В}. \quad (5.35)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.6 Дистанционная защита генератора

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

Характеристика срабатывания задаётся в виде круга, расположенного в I и II квадрантах со смещением в III и IV квадранты комплексной плоскости сопротивлений.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока  $Z_1$ , приведённое к напряжению 110 кВ, по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Тувинская ГЭС – Чадан может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 19,22 + \frac{0,8}{4} \cdot 52,82 = 25,94 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где  $K_T = 4$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведённое к напряжению стороны 110 кВ;

$Z'_{1Л}$  – сопротивление воздушной линии.

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{0,105 \cdot 121^2}{80} = 19,22 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{43,4^2 + 30,1^2} = 52,82 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{S_{НОМТ}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{U_{ВН}^2} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.39)$$

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{72,22}{80} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{72,22}{121^2} \cdot 52,82 = 0,128.$$

$Z_I$  в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,128 \cdot 1,53 = 0,20 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

где  $Z_6 = \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМГ}} = \frac{10,5^2}{72,22} = 1,53.$

Уставка будет равна:

$$Z_{I \text{ сз}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,20 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,49 \text{ Ом}. \quad (5.41)$$

Принята уставка:  $Z_1 = 1,50 \text{ Ом}.$

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,  $\Delta Z = 30 - 50$  Ом/сек.

Принята уставка  $\Delta Z = 40$  Ом/сек.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2940} = 2,06 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{\text{II НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 2,06 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{0,1} = 15,71 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,72 - 0,95}{0,77} = 3,23 \text{ о. е.}, \quad (5.44)$$

где  $x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси;

$\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}}$  – отношение номинальных тока ротора к току ротора холостого хода.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.45)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38. \quad (5.46)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф}} \cdot Z_6 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,38 \cdot 1,53 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{110,5}{0,1}} = 4,42 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

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

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,35 \cdot 1,53 = 0,53 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,53 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{110,5}{0,1}} = 4,02 \text{ Ом.} \quad (5.50)$$

Принята уставка:  $Z_2 = 4,02 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{\text{СМ1}} = 0,22 \text{ Ом}, Z_{\text{СМ2}} = 0,60 \text{ Ом.}$

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

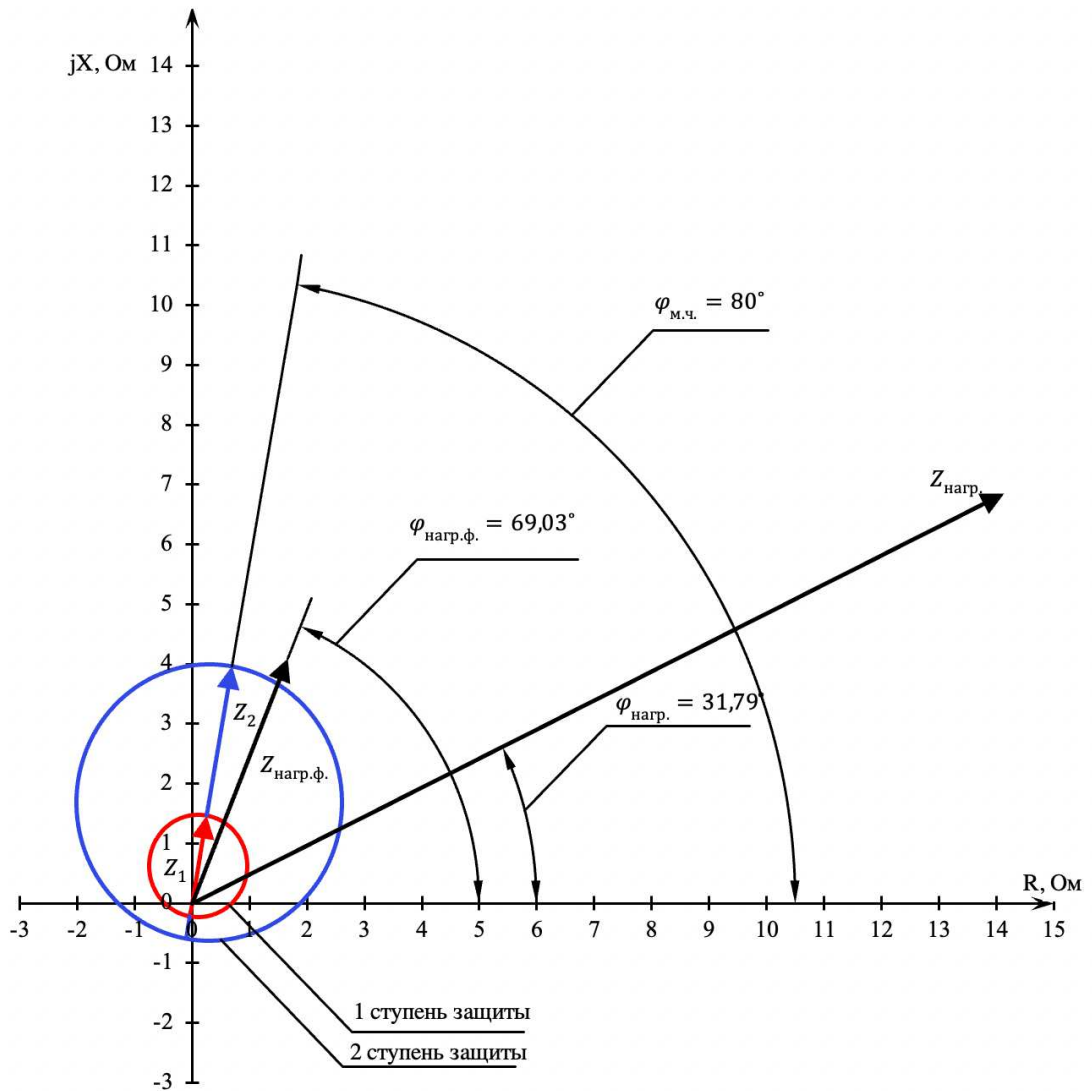


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

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

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

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

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена в таблице 5.6.

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.

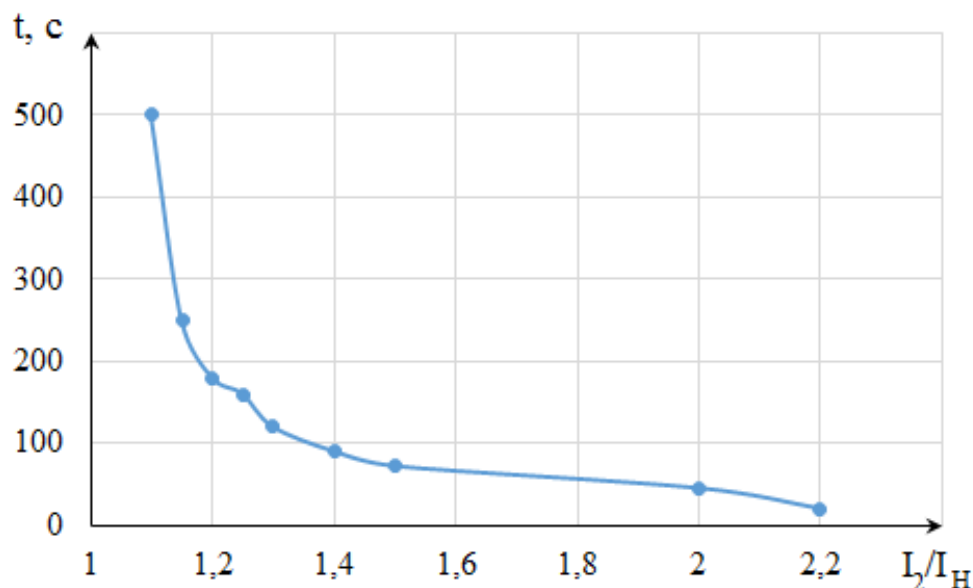


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

## 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Тувинской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

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

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

## 5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в таблицах 5.7-5.8 соответственно.

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	–
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	2,48 А
		Тормозной ток, $B$	$1,5 \cdot I_H$	7,45 А
		$I_{отс}$	$6 \cdot I_H$	29,78 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,5	–
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$ 140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$ 120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,35 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$ 0,74 А
		ОТС I	$I_{2ОТС}$	$0,37 \cdot I_H$ 1,84 А

Продолжение таблицы 5.7

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,31 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,46 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	7,60 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$Z_1$	0,128	1,5 Ом
			$Z_{СМ1}$	$0,15 \cdot Z_1$	0,23 Ом
		2 ступень	$Z_2$	0,35	4,02 Ом
			$Z_{СМ2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,60 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_P$	СО	$I_{P СИГН}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,68А
		ПО	$I_{P ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,81 А
		ОТС	$I_{P ПУСК}$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	9,82 А

Таблица 5.8 – Матрица отключений

Защиты			Действие							
Наименование	Обозначение		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Отключение ПСВ	Предупредительный сигнал	
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$		+	+	+	+				
Защита от замыканий на землю обмотки статора	$U_0$	$t_1$							+	
		$t_2$	+	+	+					
	$U_{03}$	+	+	+						
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	+	+						
		1 ступень	+	+						
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	$I_2$	СО							+	
		ИО	+	+						
		ОТС	$t_1$						+	
			$t_2$						+	
	$t_3$	+	+							
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	$I_1$	СО							+	
		ИО	+	+						
		ОТС	$t_1$						+	
			$t_2$						+	
			$t_3$	+	+					



Продолжение таблицы 5.8

Защиты				Действие							
Наименование	Обозначение			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Отключение ШСВ	Предупредительный сигнал	
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$t_1$					+			
			$t_2$	+	+	+					
		2 ступень	$t_1$						+		
			$t_2$						+		
			$t_3$	+	+						
Защита ротора от перегрузок	$I_p$	СО								+	
		ИО		+	+						
		ОТС		+	+						

## 6 Компонировка и сооружения гидроузла

### 6.1 Проектирование водосливной плотины

Высота ГТС, предварительно принятая равной 42м, находится в пределах 20-50 м на скальном основании (гранит), это соответствует III классу. Мощность ГЭС ( $N_{уст} = 130\text{МВт}$ ) попадает в промежуток 10-300 МВт, что соответствует III классу ГТС. Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения ( $n_{жит} = 1320$  чел) соответствует II классу ГТС. На основании этих данных можно сделать вывод, что ГТС имеет II класс.

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины грунтовой плотины

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 898,00 + 5,02 = 903,02, \quad (6.1)$$

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

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

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

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

$a = 0,7$  м – конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [5].

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 3030}{9,81 \cdot 20} \cdot \cos 0 = 0,017 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $k_w = 2,3 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент, принимаемый по СП [5, Приложение Б];

$V_w = 22$  м/с – расчётная скорость ветра;

$L = 3030$  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.

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{898,00 - 858,00}{2} = 20 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 3030}{22^2} = 61,41, \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9632, \quad (6.6)$$

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

Из графика [6, Приложение А, рис. А.1] по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определены параметры:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 61,41; \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0144; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,41;$$

$$\text{Для } \frac{gT}{V_w} = 9632; \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,077; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,98;$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 1,41 \frac{V_w}{g} = 1,41 \cdot \frac{22}{9,81} = 3,16 \text{ с},$$

$$\bar{h} = 0,0144 \frac{V_w^2}{g} = 0,0144 \cdot \frac{22^2}{9,81} = 0,71 \text{ м}.$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,16^2}{2 \cdot 3,14} = 15,61 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Проверяется условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , условие выполняется, так как  $20 > 15,61 \cdot 0,5 = 7,81$ .

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,71 \cdot 2,09 = 1,48 \text{ м}, \quad (6.8)$$

где  $k_i$  – коэффициент, определяемый по графику [5, Приложение А, рис. А.2].  
Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,3 \cdot 1,48 = 4,3 \text{ м}, \quad (6.9)$$

где  $k_r = 1, k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [3, Приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,4$  – коэффициент, принимаемый по [3, Приложение Д, табл. Д.2];  
 $k_{run} = 2,3$  – коэффициент, принимаемый по графикам [5, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны  $\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = \frac{15,61}{1,48} = 10,51$  на глубокой воде.

Превышение гребня плотины над НПУ равно:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 4,3 + 0,017 + 0,7 = 5,02.$$

### 6.1.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

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

$$\begin{aligned} \nabla_{ГБП} &= \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 898,00 + 1,48 + 0,017 + 0,7 = \\ &= 900,2, \end{aligned} \quad (6.10)$$

где  $a = 0,7$  м – величина запаса, зависит от класса сооружения.

## 6.2 Гидравлические расчёты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{осн} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ}(Q_{макс.расч}^{осн}) = 898,00 - 860 = 38 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как  $H_{осн} > H_T^{min}$ .  
 Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{га}^{осн} = \frac{N_{га}[кВт]}{9,81 \cdot (H_{осн} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{65 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (35 - 0,4) \cdot 0,927} = 206,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

Согласно СП 58.13330.2012 количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов –  $m$ , должно быть не более  $(n - 1)$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ .

Следовательно,  $m = 2 - 1 = 1$ .

$$Q_{ГЭС}^{осн} = Q_{га}^{осн} \cdot m = 206,6 \cdot 1 = 206,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.13)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для основного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c, \quad (6.14)$$

$$\text{где } Q_c = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(0,0062 + 0,01728) \cdot 10^9}{61200} = 383,66 \text{ м}^3/\text{с};$$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1369,98 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 1369,98 - 206,6 - 383,66 = 1019,8 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1019,8}{31,25} = 106,23 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где  $q_{\text{в}}$  – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 25 = 31,25 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 5 = 25 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

где  $[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}} = 5 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой  $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{осн max}}$ .

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 18 \cdot 6 = 108 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $b = 18 \text{ м}$  – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 6$  – число пролётов.

## 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления ( $H_{01}$ ), а затем с учётом сжатия и подтопления ( $H_{02}$ ):

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1019,8}{0,49 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,85 \text{ м}, \quad (6.19)$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1019,8}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,98 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где  $\sigma = 1$  – коэффициент подтопления ;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{5,85}{18} = 0,97, \quad (6.21)$$

$b$  – 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.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 5,98 - \frac{1 \cdot 0,65^2}{2 \cdot 9,81} = 5,95 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где  $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1019,8}{(898,00 - 858,00) \cdot (108 + (6-1) \cdot 4)} = 0,65 \text{ м/с};$

$\delta_B = 4 \text{ м}$  – толщина быка;

$B = 108 \text{ м}$  – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 898,00 - 6,0 = 892,00, \quad (6.23)$$

где  $H_{\text{ст}} = 6,0 \text{ м}$  – стандартный напор, ближайший к  $H$  (6.22) в соответствии с техническим регламентом.

### 6.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 900,00 - 864,35 = 35,65 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как  $H_{\text{пов}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$ . Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{Га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{65 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (35,65 - 0,4) \cdot 0,927} = 202,77 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.25)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} \cdot m = 202,77 \cdot 1 = 202,77 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.26)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}} = 5247 - 202,77 - 383,66 = 4661 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1369,98 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

По основной формуле расхода для водосликов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления ( $H_{01}$ ), а затем с учётом сжатия и подтопления ( $H_{02}$ ):

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{4661}{0,49 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,34 \text{ м}, \quad (6.27)$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{4661}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,54 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{7,34}{18} = 0,96, \quad (6.29)$$

$b = 18$  – ширина пролёта;

$n = 6$  – число пролётов, с учётом дополнительного пролёта;

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

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

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 7,54 - \frac{1,1 \cdot 0,87^2}{2 \cdot 9,81} = 7,5 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где  $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{4661}{(900,00 - 858,00) \cdot (180 + (6-1) \cdot 4)} = 0,87 \text{ м/с};$

$\delta_B = 4 \text{ м}$  – толщина быка;

$B = 30 \text{ м}$  – ширина водосливного фронта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\Pi_p = \nabla\Gamma B + H_{\text{пов}} = 892,00 + 7,5 = 899,5. \quad (6.31)$$

Принята проектная отметка  $\nabla\Phi\Pi = 900,00$ .

### 6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани (рис. 6.1) использована таблица 6-12 [6]. Координаты для построения профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение  $H_{\text{ст}} = 6,0$  м.

Вычисленные координаты для построения оголовка представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

X	Y	X*	Y*	X	Y	X*	Y*
0	0,126	0	0,76	1,4	0,564	8,4	3,384
0,1	0,036	0,6	0,216	1,5	0,661	9	3,966
0,2	0,007	1,2	0,042	1,6	0,764	9,6	4,584
0,3	0	1,8	0	1,7	0,873	10,2	5,238
0,4	0,006	2,4	0,036	1,8	0,987	10,8	5,922
0,5	0,027	3	0,162	1,9	1,108	11,4	6,648
0,6	0,06	3,6	0,36	2	1,235	12	7,41
0,7	0,1	4,2	0,6	2,1	1,369	12,6	8,214
0,8	0,146	4,8	0,876	2,2	1,508	13,2	9,048
0,9	0,198	5,4	1,188	2,3	1,653	13,8	9,918
1	0,256	6	1,536	2,5	1,96	15	11,76
1,1	0,321	6,6	1,926	2,6	2,122	15,6	12,732
1,2	0,394	7,2	2,364	2,7	2,289	16,2	13,734
1,3	0,475	7,8	2,85	2,8	2,462	16,8	14,772

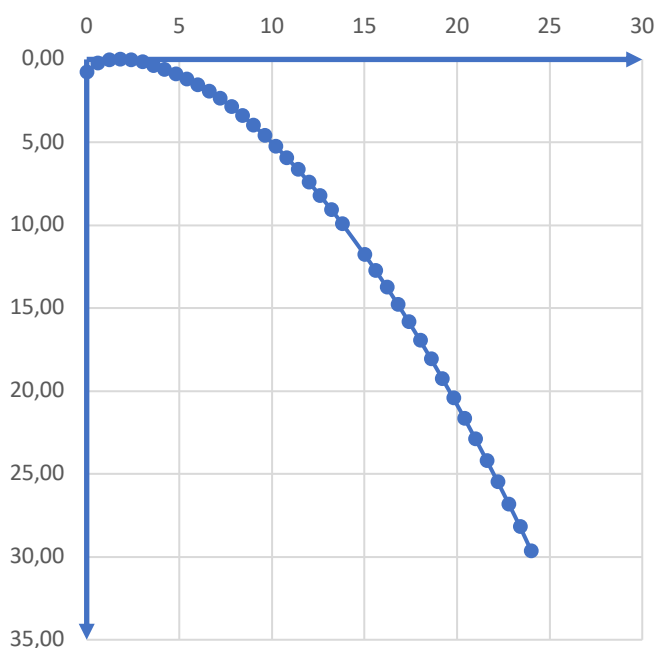


Рисунок 6.1 – Профиль водосливной грани



Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 892,0 + 1,6 \cdot 6 = 901,60 . \quad (6.32)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla_{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla_{ГГП}, \nabla_{ГБП}] = \nabla_{ГГП} = 903,1 . \quad (6.33)$$

### 6.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 898,00 - 858,00 = 40 \text{ м} . \quad (6.34)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1369,98^2}{(108 + 6 \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 4,23 \text{ м} . \quad (6.35)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}} , \quad (6.36)$$

где  $q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{1369,98}{108 + 4 \cdot (6-1)} = 25,94 \text{ м}^3/\text{с};$

$\varphi = 0,95$  – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

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

$$h'_c = \frac{25,94}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (40 - 0)}} = 0,97 \text{ м} .$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{25,94}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (40 - 0,97)}} = 0,99 \text{ м} ,$$

$$\begin{aligned} h''_c &= \frac{h'_c}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,99}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (4,23/0,99)^3} - 1 \right] = \\ &= 11,88 \text{ м} . \end{aligned} \quad (6.37)$$

Так как  $h''_c = 11,88 \text{ м} > h_{нб} = 5 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо

создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой от 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

### 6.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{нб}^{max} + (1 - 2)м = 6,35 + 1,65 = 8,0 м , \quad (6.38)$$

где  $h_{нб}^{max} = 6,35$  м при УНБ( $Q_{0,1\%}$ ) = 5247 м;

Отметка носка:

$$\nabla НОС = \nabla ДНА + a = 858,00 + 8 = 866,00 м . \quad (6.39)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla НПУ - \nabla НОС = 858,00 - 866,00 = 32 м . \quad (6.40)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 32} = 23,8 \frac{м}{с} , \quad (6.41)$$

где  $\varphi$  - коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,95

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{25,94}{23,80} = 1,1 м , \quad (6.42)$$

$$q = \frac{Q_{расч.мах осн}}{B+(n-1)\delta_0} = \frac{1369,98}{108+(6-1) \cdot 4} = 25,94 \frac{м^3}{с} . \quad (6.43)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{23,80^2}{9,81 \cdot 1,1} = 53,0 . \quad (6.44)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right) , \quad (6.45)$$

где  $K_a$  - коэффициент аэрации, принимаю равным 0,8;  
 $\alpha$  - угол наклона носка, принимаю равным  $30^\circ$ ;

$$Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ} = 898 - 853 = 35,0 \text{ м}, \quad (6.46)$$

$$L = 0,8 \cdot 32 \cdot 0,95^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{35,0}{32} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,95^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) =$$

$$= 43,8 \text{ м}.$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет  $L = 43,8 > 0,4Z_0 = 15,87$  – дальность отлета безопасна.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.47)$$

где  $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H$ ;

$d$  – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{61,83}) \cdot \sqrt{61,83} \cdot \sqrt[4]{\frac{5}{1}} \cdot 1,04 = 15,59.$$

$$h_{\text{раз}} = 15,59 - 5 = 10,59 \text{ м}.$$

Расстояние от плотины до центра ямы

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (6.48)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа в воду .

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.49)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,1 \cdot \cos 30^\circ + 8 - 5)}{23,8^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,66,$$

$$L_1 = 43,8 + \frac{15,59}{0,66} = 67,55 \text{ м}.$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 4,23 + 3,7 \cdot 10,59 = 49,75 \text{ м}. \quad (6.50)$$

По дну яма размыва – примерно равна  $2,5 \cdot h_{кр}$ :

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 4,23 = 10,56 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где  $h_{кр}$  – критическая глубина потока.

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2, уклон низового откоса 1:1,5.

### 6.2.7 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия  $D = 3,0$  м.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,5 + 2,0 = 3,5 \text{ м}, \quad (6.52)$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 3,5 = 857,5 + 3,5 + 3,5 = 864,50. \quad (6.53)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{898,00 - 897,03}{2} - 864,50 = 33,02 \text{ м}. \quad (6.54)$$

Расход через отверстие:

$$q_{ВВ} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 33,02} = 143,92 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.55)$$

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

$\omega$  – площадь водовыпускного отверстия:

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,5^2 = 7,07 \text{ м}^2. \quad (6.56)$$

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{ВВ}} = \frac{383,66}{143,92} = 2,67 \quad (6.57)$$

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

## 6.3 Конструирование плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 898,00 - 855,00 = 43 \text{ м} . \quad (6.58)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - 3 = 858,00 - 3 = 855,00 , \quad (6.59)$$

где  $\nabla_{\text{ДНА}} = 858 \text{ м}$  .

Ширина подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 43 = 30,1 \text{ м} . \quad (6.60)$$

### 6.3.2 Разрезка бетонных плотин 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.

Расстояние между секционными швами в бетонных плотинах принимаем 18 м, так как расстояние между швами не должно превышать 20м.

Температурные швы на скальном основании принимаем шириной 0,1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри плотины 0,3.

Уплотнение осуществляется в виде шпонок.

### 6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Толщину неразрезного быка принимаем 4 м.

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

### 6.3.4 Устой

Устой, 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 35 м, грань стенки выполнена в виде виража с отклонением струи в сторону к середине русла.

Устой сопрягающий бетонную глухую плотину с берегом имеет трапециевидальную форму, размеры устоя: ширина 4 м, длина 93 м.

### 6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. При этом должно выполняться условие:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр.т}}}, \quad (6.61)$$

$$2 \text{ м} \geq \frac{40 \cdot 1,2}{25} = 1,92 \text{ м},$$

где  $H_d = 40 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением;

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

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

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем  $a_{\text{др}} = 2 \text{ м}$ .

### 6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 5 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального

дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 3,5 м, высотой – 3 м. Галереи расположены на отметках 857,5 м.

Галерея, предусмотренная для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2 м, высотой – 2,5 м. Галерея расположена на отметке 872,5 м.

## **6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины**

### **6.4.1 Противофильтрационная завеса**

Противофильтрационные завесы применяют в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта, когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_{\text{пон}} \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.г}}} = \frac{23,38 \cdot 1,2}{15} = 1,87 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;  
 $\Delta H = 23,38$  м – потеря напора на завесе;  
 $J_{\text{кр.г}} = 15$  – критический градиент напора на завесе в скальных грунтах, определяемый в соответствии с СП [7].

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 30,1 = 3 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где  $B_n = 30,1$  м – ширина подошвы плотины.  
Глубина цементационной завесы принимают равной

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 38,97 = 19,49, \quad (6.64)$$

где  $H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 898,00 - 859,03 = 38,97$  м.

Принимаем глубину цементационной завесы 20 м.

### **6.4.2 Дренажные устройства в основании**

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

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 100 мм, удаленных от оси цемзавесы на 6 м.

Глубина скважины:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 20 = 10, \quad (6.65)$$

где  $h_{зав} = 19,49$  м – глубина цементационной завесы.

Принимаем глубину дренажа 10 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляется насосами.

## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчет будет выполняться при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе -  $\nabla УНБ_{min}$ .

### 6.5.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил  $G_{пл}$  и  $G_{б}$  определяются в программе AutoCAD.

$$S_{пл} = 710,14; S_{б} = 1192,81 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{710,14 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 4} = 13680,54 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.66)$$

где  $S_{пл}$  – площадь поперечного сечения плотины,  $\text{м}^2$ ;

$b$  – ширина пролета, м ;

$\delta_{б}$  – толщина быка, м ;

$\rho_{б}$  – плотность бетона, м.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \rho_{б} \cdot g}{b + \delta_{б}} = \frac{1192,81 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{18 + 4} = 5106,08 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.67)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.68)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla ФПУ - \nabla ГВ + 0,5) \cdot b = (900 - 892 + 0,5) \cdot 18 = 153 \text{ м}^2. \quad (6.69)$$

Таким образом:



$$Q_3 = 0,055 \cdot 153 \cdot \sqrt{153} \cdot 9,81 = 1021,10 \text{ кН} .$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{1021,10}{18+4} = 46,41 \frac{\text{кН}}{\text{м}} . \quad (6.70)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 43^2}{2} = 9069,35 \text{ кН/м} , \quad (6.71)$$

где  $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 898 - 855 = 43 \text{ м}$ .

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,03^2}{2} = 79,66 \text{ кН/м} , \quad (6.72)$$

где  $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 859,03 - 855 = 4,03 \text{ м}$ .

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 , \quad (6.73)$$

$$p_{\text{ВЗВ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,03 = 39,53 \text{ кН} ,$$

где  $h_1 = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 859,03 - 855 = 4,03 \text{ м}$ .

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g , \quad (6.74)$$

где  $S_{\text{ЭП}} = h_1 \cdot B_n = 4,03 \cdot 30,1 = 121,3 \text{ м}$ .

$$W_{\text{ВЗВ}} = 121,3 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1189,98 \frac{\text{кН}}{\text{м}} .$$

#### 6.5.4 Сила фильтрационного давления

По СП [7] представлены приведенные к действующему напору значения напора по оси цементационной завесы и дренажа при основном сочетании нагрузок.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 898 - 859,03 = 38,97 \text{ м.} \quad (6.75)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.76)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15, \quad (6.77)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 38,97 = 15,59 \text{ м,} \quad (6.78)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 38,97 = 5,85 \text{ м.} \quad (6.79)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных ее участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, с помощью AutoCAD.

$$S_{\text{эп}} = 207,81 .$$

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} , \quad (6.80)$$

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 207,81 = 2038,59 \frac{\text{кН}}{\text{м}} .$$

#### 6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.81)$$

$$p_H = 10 \cdot 2 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} ,$$

где  $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_n$  – толщина слоя наносов, принимаем  $h_n = 2$  м

$\varphi_n = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = \frac{h_n \cdot p_n}{2} = \frac{2 \cdot 9,81}{2} = 9,81 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.82)$$

Давление грунта:

$$p'_{гр} = \gamma_n h_n \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.83)$$

$$p'_{гр} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 90 \cdot tg \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = -67,46 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где  $c$  – сцепление грунта,  $70 \text{ кН/м}^2$ .

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 25 - (1 - 0,09) \cdot 9,81 = 16,07 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.84)$$

где  $\gamma_{гр}$  – удельный вес сухого грунта равный  $25 \text{ кН/м}^3$ ;

$n_0$  – пористость сухого грунта,  $0,09$ ;

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

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта:

$$p''_{гр} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.85)$$

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 16,07 \cdot 3) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = -54,39 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где  $h_{гр} = 3$  м – толщина слоя грунта.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-67,46 - 54,39}{2} \cdot 3 = -182,78 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.86)$$

Так как значение активного давления по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта учитываться не будет.

### 6.5.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.87)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,48 \cdot \left( \frac{15,61}{3,14} + \frac{0,44}{2} \right) = 37,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

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

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,48^2}{15,61} = 0,44 \text{ м}. \quad (6.88)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{15,61}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,48 = 1,93 \text{ м}. \quad (6.89)$$

### 6.6 Оценка прочности плотины

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

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

Для удобства расчёта составляем таблицу 6.2, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	9069,35	14,33	129993,64
Тн	1,00	←	79,66	1,34	-107,02
Gб	0,95	↓	4850,78	6,24	-30258,66
Gпл	0,95	↓	12995,56	3,68	-47778,17
WВЗВ	1,00	↑	-1189,98	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	-2038,59	8,07	16446,75
$q_3$	0,90	↓	41,77	12,05	-503,36
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	37,81	41,07	1552,84
$E_n$	1,20	→	11,77	3,27	38,46
N		↓↑		14659,53	
M		Σ		69305,63	

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{14659,532}{30,1} + \frac{6 \cdot 69305,63}{30,1^2} = -28,06 \text{ кН/м}^2, \quad (6.90)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.91)$$

$$\sigma_x^u = -28,06 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 43 \cdot (1 - 0^2) = -421,83 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 898,00 - 855,00 = 43 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 43 - 28,06) \cdot 0 = 0, \quad (6.92)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.93)$$

$$\sigma_1^u = -28,06 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 43 \cdot 0^2 = -28,06 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 43 = -421,83 \text{ кН/м}^2. \quad (6.94)$$

2) Для нижней грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{14659,532}{30,1} - \frac{6 \cdot 69305,63}{30,1^2} = -946,00 \text{ кН/м}^2, \quad (6.95)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.96)$$

$$\sigma_x^t = -946,00 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 4,03 \cdot (1 - 0,7^2) = -483,70 \text{ кН/м}^2,$$

где  $H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{min}) - \nabla \text{ПОД} = 859,03 - 855 = 4,03 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \tan \alpha_2 = 0,70, \quad (6.97)$$

где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.99)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 4,03 - 946,00) \cdot 0,70 = 634,53 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.99)$$

$$\sigma_3^t = -946,00 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 4,03 \cdot 0,7^2 = -1390,17 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.100)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 4,03 = -39,53 \text{ кН/м}^2,$$

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

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

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

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

$b$  – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-28,06	-946,00
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-421,83	-483,70
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0,00	634,53
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-28,06	-39,53
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-421,83	-1390,17

### 6.6.1 Критерии прочности плотины и ее основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.101)$$

где  $\gamma_n = 1,20$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

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

$R_b = 6,9$  МПа – расчетное сопротивление бетона В10 сжатию;

$\gamma_{cd} = 0,9$  – коэффициент условия работы.

$$1,2 \cdot 1 \cdot |\sigma_3| \leq 0,9 \cdot R_b,$$

$$1,7 \text{ кН/м}^2 \leq 6,2 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.102)$$

$$-28,06 \text{ кПа} < 0.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

### 6.7 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.103)$$

Расчетное значение обобщенной несущей способности (силы сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.104)$$

$$R = (12995,56 + 4850,78 - 1189,98 - 2038,59 + 41,77) \cdot \tan 35^\circ + 70 \cdot 30,1 = 12371,72 .$$

где  $\varphi = 35^\circ$  – угол внутреннего трения для грунта основания (скала);

$c = 70$  кН/м<sup>2</sup> – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 30,1$  м<sup>2</sup> – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Сдвигающая сила:

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} , \quad (6.105)$$

$$F = 9069,35 - 79,66 + 37,81 + 11,77 = 9039,26 \text{ кН/м} .$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{12371,72 \cdot 0,95}{9039,26 \cdot 1,0} \geq 1,2 ,$$

$$1,30 \geq 1,2 .$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.



## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Согласно федеральному закону от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "О безопасности гидротехнических сооружений" безопасность гидротехнических сооружений Тувинского гидроузла обеспечивается в процессе проектирования, строительства, капитального ремонта, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений.

Основной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений является обеспечение их работоспособного состояния, при соблюдении норм безопасности, требований охраны окружающей среды и создании условий для бесперебойной и экономичной работы основного технологического оборудования гидроэлектростанций.

В соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "О безопасности гидротехнических сооружений" обеспечение безопасности гидротехнических сооружений Тувинской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

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

### **7.2 Пожарная безопасность**

Каждый объект станции оснащается системой пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС, с помощью которой ведется постоянный контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта. Система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара генераторов трансформаторов, реакторов, в помещениях

ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и подачи звукового сигнала о пожаре в помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояние противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения производится в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств релейной защиты и автоматики;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Для тушения пожаров на генераторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Силовые трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат большое количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматический пуск системы и автоматическая подача воды на очаг пожара.

Для уменьшения рисков, связанных с пожарами на Тувинской ГЭС, будут предусмотрены специальные меры по проведению инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности, которая включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;

- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Персонал ГЭС несёт ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

### **7.3 Охрана труда**

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений Тувинской 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, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На Тувинской ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с дидактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

На каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии.

У каждого руководителя структурного подразделения ГЭС должен постоянно храниться комплект действующих в подразделении инструкций по охране труда для работников всех профессий, должностей и по всем видам работ данного подразделения, а также перечень этих инструкций, утвержденный руководителем ГЭС.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Инструктажи во всех подразделениях на Тувинской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники.

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

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

## **7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тувинского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **7.4.1 Общие сведения о районе строительства**

Река Малый Енисей берёт начало на южных отрогах хребта Остроконечный. Протекает в Дархатской котловине (Монголия) под названием Шишхид-Гол, в пределах Тувы Малый Енисей течёт в узкой долине, местами среди отвесных берегов, прорезая толщи базальтов, низовья реки находятся в Тувинской котловине. У г. Кызыла Малый Енисей сливается с Большим Енисеем (Бий-Хем), образуя Енисей (Улуг-Хем).

Среднемноголетний расход воды 410 м<sup>3</sup>/с. Питание снеговое с большим вкладом дождевого. Алтайский тип водного режима реки характеризуется растянутым половодьем (май–июль) из-за одновременного таяния снега в горах и формирования дождевых осадков.

Длина Малого Енисея 563 км, площадь бассейна 58,7 тыс. км<sup>2</sup> – 4-й по площади бассейна и 10-й по длине приток Енисея. Средний уклон 1,4‰. Принимает 436 притоков длиной менее 10 км. В пределах бассейна 436 озёр общей площадью 132,82 км<sup>2</sup>.

Климат резко континентальный, что обусловлено удаленностью её от морей и океанов, высокой приподнятостью территории над уровнем моря и своеобразным строением рельефа. Средняя температура воздуха в январе колеблется в Тувинской котловине от -30 °С до -35 °С, а в июле – от +18 до +20

°С. Снежный покров устанавливается в конце октября и достигает 15-20 см., в горах до 1-2 метров, сходит в середине апреля, в горах – в мае.

В районе площадки строительства Тувинского гидроузла обитает 72 вида млекопитающих, 232 вида птиц. Здесь водятся обычные соболь, колонок, горностай, белка, россомаха, рысь, бурундук, медведь, волк, лисица; из копытных – лось, олень, кабарга, марал, косуля (многие из них – ценные промысловые виды); из птиц – рябчик, глухарь, тетерев и др.. Реки и озёра богаты рыбой (таймень, хариус, ленок, сиг, щука и др.).

Воздействие Тувинской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

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

В соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 27.12.2019) "Об охране окружающей среды" строительство объектов осуществляется в соответствии с требованиями в области охраны окружающей среды, в том числе в соответствии с требованиями к сохранению и восстановлению природной среды, рациональному использованию природных ресурсов, обеспечению экологической безопасности, предотвращению негативного воздействия на окружающую среду, нормативами допустимого воздействия на окружающую среду.

Строительство должно осуществляться с учетом технологических показателей наилучших доступных технологий при обеспечении приемлемого риска для здоровья населения, а также с учетом необходимости создания системы автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ.

На основании СТО РусГидро 06.02.76-2011 природоохранные мероприятия реализуются на этапе строительства и эксплуатации объекта и разрабатываются с целью:

- сохранения, формирования и восстановления состояния окружающей среды;
- поддержания естественной способности экосистем, в том числе и водных, к восстановлению;
- экологически обоснованного использования природных ресурсов.

При строительстве Тувинского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

### **7.4.3 Отходы, образующиеся при строительстве**

- 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;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Малый Енисей в нижнем бьефе Тувинского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями правил, в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании Тувинского ГУ отсутствуют населенные пункты, попадающие в зону затопления, подтопления, поэтому мероприятия по инженерной защите населенных пунктов не требуются.

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

#### **7.4.4 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

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

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

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

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

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.

#### **7.4.5 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.

#### **7.4.6 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме**

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

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

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (252840 м<sup>3</sup>);  
 $q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ );  
 $\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{252840 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 11378 \text{ т.}$$

#### **7.4.7 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные**

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 5**

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где  $N$ - количество арматуры, т (47 т);  
 $q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );  
 $\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{47 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 0,94 \text{ т.}$$



Таким образом, в результате строительства будет образовано 11378 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 0,94 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.

#### **7.4.8 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 27.12.2019) "Об охране окружающей среды" эксплуатация ГУ осуществляется в соответствии с требованиями в области охраны окружающей среды, в том числе проводятся мероприятия по сохранению и восстановлению природной среды, рациональному использованию природных ресурсов, обеспечению экологической безопасности, предотвращению негативного воздействия на окружающую среду, с учетом соблюдения нормативов качества окружающей среды.

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

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 100 км от ГЭС находится населенный пункт – п.Сарыг-Сеп, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих

веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по сохранению качества воды реки Малый Енисей от сбросов Тувинской ГЭС ниже по течению реки.

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике. Составленный график позволяет определить суммы объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации (таблица 8.1).

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2028	2029	2030	2031	2032
Установленная мощность	МВт	130	130	130	130	130
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт · ч	519840	519840	519840	519840	519840
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	5198	5198	5198	5198	5198
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	514642	514642	514642	514642	514642
Тариф на электроэнергию	руб./МВт · ч	1262	1289	1318	1346	1375
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	649,48	663,37	678,30	692,71	707,63
НДС к выручке	млн. руб.	108,25	110,56	113,05	115,45	117,94

На основании данных таблицы 8.1 можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей и рост тарифов на электроэнергию.

## 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	33,166
Прочие	274,0	35,609
Итого по ГЭС	–	68,775

Таблица 8.3 – 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 100 до 399	0,060%	0,090%	0,140%	0,200%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	17,594
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	1,232
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	0,357
Итого	–	19,183

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Малый Енисей составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Амортизационные отчисления, млн.руб.	184,89	132,59	132,59	132,63	133,11
Расходы на страхование, млн.руб.	31,62	31,37	30,10	28,91	28,06
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	68,77	68,77	68,77	68,77	68,77
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,96	2,94	2,82	2,71	2,63

Продолжение таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	19,18	19,18	19,18	19,18	19,18
Налог на воду, млн.руб.	5,39	5,39	5,39	5,39	5,39
Итого, млн.руб.	312,83	260,25	258,86	257,60	257,15

Исходя из данных таблицы видно, что затраты по гидроузлу ежегодно увеличиваются за счёт ежегодного увеличения расходов на страхование и амортизационных отчислений.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: Наибольшую часть от общих текущих расходов ГЭС имеют амортизационные отчисления. Это связано с тем, в амортизационном фонде должны быть накоплены необходимые средства для своевременной замены устаревшего оборудования и других фондов без ущерба для предприятия.

### 8.3 Налоговые расходы

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

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 за исследуемый период приведены в таблице 8.6. Структура налогов представлена на рисунке 1.3.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	182,75	188,53	194,65	200,95	207,43
НДС, млн.руб.	249,33	265,41	270,94	276,66	282,56
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	45,94	45,94	45,94	45,94	45,94
Налог на имущество, млн.руб.	66,79	64,93	62,10	59,17	56,24
Итого, млн.руб.	544,81	564,81	573,64	582,72	592,17

Наибольшую долю от общих налоговых расходов имеют налог на прибыль и НДС. Величина данных налогов обусловлена числом часов использования установленной мощности Тувинской ГЭС, а также выработкой электроэнергии, которая имеет определённую стоимость.

### 8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Выручка (нетто), млн.руб.	1221,45	1247,27	1274,97	1301,68	1329,35
Текущие расходы, млн.руб.	312,83	260,25	258,86	257,60	257,15
ЕБИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	1216,06	1241,88	1269,57	1296,29	1323,96
ЕБИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	777,35	856,05	886,67	916,07	945,20

Продолжение таблицы 8.7

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	154,09	170,73	176,82	182,75	188,53
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	621,88	684,84	709,33	732,85	756,16
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 8.2 показана сумма чистой прибыли по годам прогнозирования.

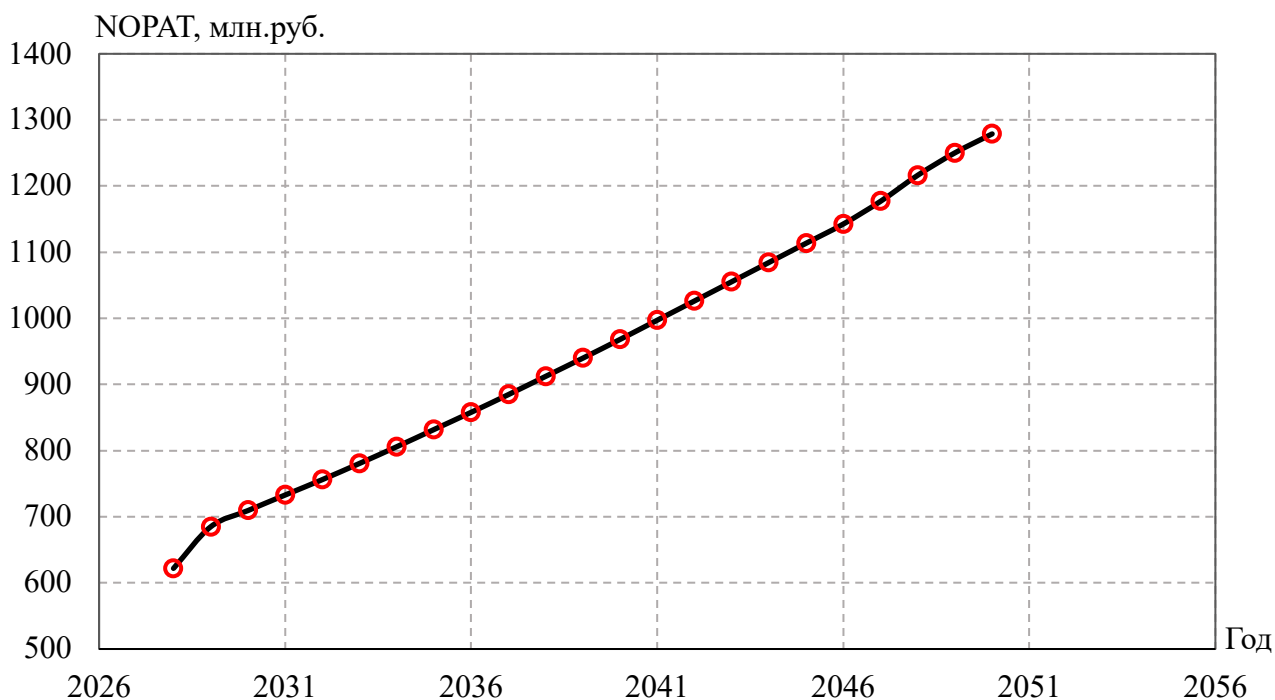


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн.руб.

В связи с ростом цен на электроэнергию и мощность в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» в прогнозируемом периоде наблюдается рост суммы чистой прибыли.

### 8.5 Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта

График с указанием этапов реализации проекта представлен в приложении В на рисунке В.1.

По данным рисунка видно, что проект полностью окупается после проведения всех этапов возведения плотины, монтажа всего оборудования, а так же строительства КРУЭ и ЛЭП



## **8.6 Оценка инвестиционного проекта**

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

### **8.6.1 Методология, исходные данные**

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

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утверждённых приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №2 4-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утверждёнными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113;

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

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

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Тувинской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.
3. Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### **8.6.2 Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Тунгусская ГЭС на реке Малый Енисей»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости – РВ, мес.	147
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	6359,56
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,19
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	13,39
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	135922
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,23

Показатель чистого приведённого дохода инвестиционного проекта  $NPV > 0$ , следовательно, проект пригоден для инвестирования. Индекс прибыльности (ЗШ = 1,19 руб.) больше единицы, а значит инвестиции в проект эффективны и инвестированные средства приносят доход. Период окупаемости проекта составляет 147 месяцев, следовательно, проект окупится ещё до окончания, так как длительность проекта составляет 360 месяцев (30 лет).

### 8.6.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
В федеральный бюджет, млн.руб.	205,43	222,07	295,25	483,42	505,28
В региональный бюджет, млн.руб.	68,06	72,62	69,70	66,79	64,93
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	273,48	294,69	364,96	550,20	570,21

Налоговым законодательством РФ предусмотрены налоги и сборы, которые подлежат перечислению в федеральный и региональный бюджеты. Каждый из них служит для выполнения соответствующих функций. В связи с увеличением прибыли, увеличиваются и налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты (таблица 8.8).

### 8.7 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности – это основной метод оценки эффективности и рисков любого проекта в зависимости от изменения ключевых параметров.

Наиболее значимыми для данного инвестиционного проекта являются объёма инвестиций, цена сбыта, ставка дисконтирования.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения объёма инвестиций представлено на рисунке 8.3.

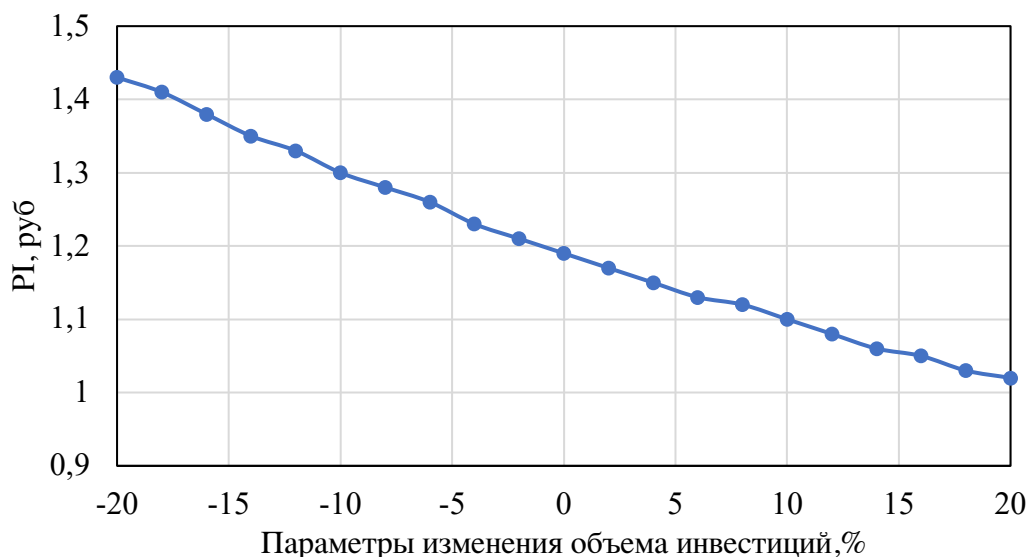


Рисунок 8.3 – Изменение PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

По графику, представленному на рисунке 8.3, видно, что увеличение объёма инвестиций неизбежно ведёт к обратному эффекту величины PI, а именно к его уменьшению.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения цены сбыта представлено на рисунке 8.4.

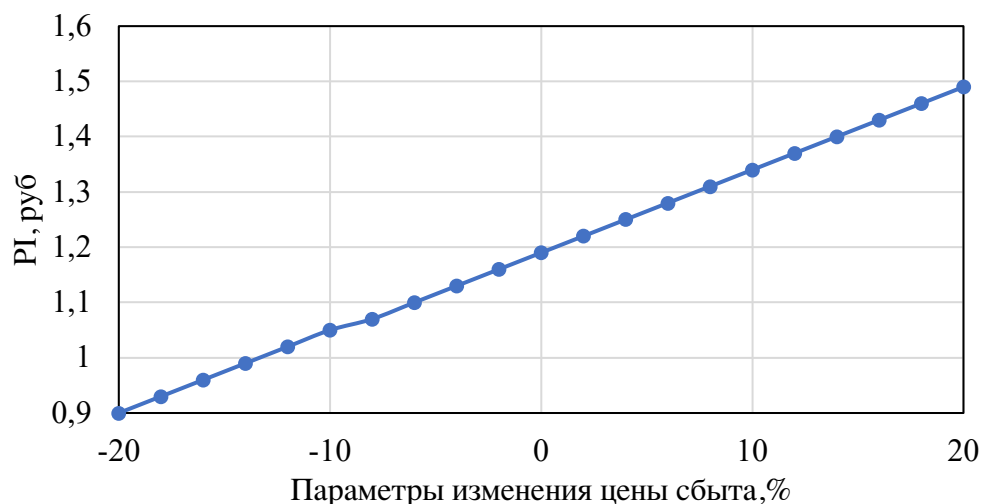


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

По графику, представленному на рисунке 8.4, можно сказать, что увеличение цены сбыта, приводит к росту величины PI. Наблюдается прямая зависимость.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.5.

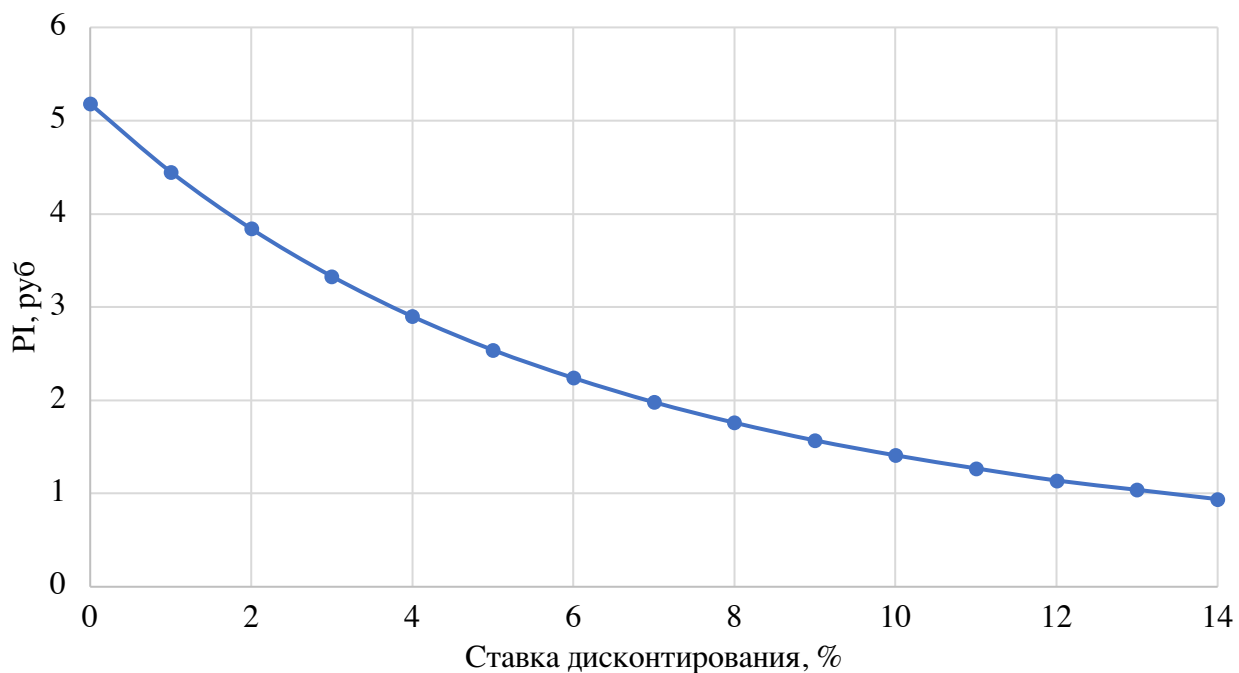


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По графику, представленному на рисунке 8.5, видно, что при увеличении ставки дисконтирования, наблюдается уменьшение величины PI. Наблюдается обратная зависимость.

## 9 Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки

### 9.1 Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей

На гидроэлектростанциях в системе собственных нужд находят применение асинхронные и синхронные электродвигатели. Для большинства механизмов собственных нужд используются асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором, тип и мощность которых зависят от степени ответственности приводимых ими механизмов и от характеристики нагрузки. Для защиты асинхронных и синхронных электродвигателей напряжением 6-10 кВ в настоящее время выпускаю цифровые устройства «Сириус-Д», БМРЗ-ДА, БМРЗ-100. И на напряжение 0,4 кВ автоматические выключатели серии Е-МАХ фирмы АВВ. Шкафы АВВ с терминалами Е-МАХ представлены на рисунке 9.1.

Устройства «Сириус-Д» и БМРЗ-ДА состоят из съемных модулей, которые просто и быстро можно заменить на месте эксплуатации. Благодаря наличию модулей обеспечивается высокая ремонтпригодность этих устройств.

Рассмотрим применение алгоритмов защиты двигателей, используемой в микропроцессорных терминалах.



Рисунок 9.1 – шкафы АВВ с терминалами Е-МАХ

## 9.2 Алгоритм токовой отсечки

Согласно ПУЭ для электродвигателей мощностью менее 2 МВт должна быть обязательно предусмотрена однорелейная токовая отсечка, защищающая от многофазных замыканий

Если однорелейная токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, то для защиты электродвигателей мощностью менее 2 МВт можно использовать двухрелейную токовую отсечку.

При коротком замыкании между фазами АВ и ВС на вход схемы однорелейной токовой отсечки от двух трансформаторов тока соединенных на разность токов (рисунок 9.2), поступает сигнал в 3 раза меньший, чем при симметричной нагрузке или при трехфазном коротком замыкании.

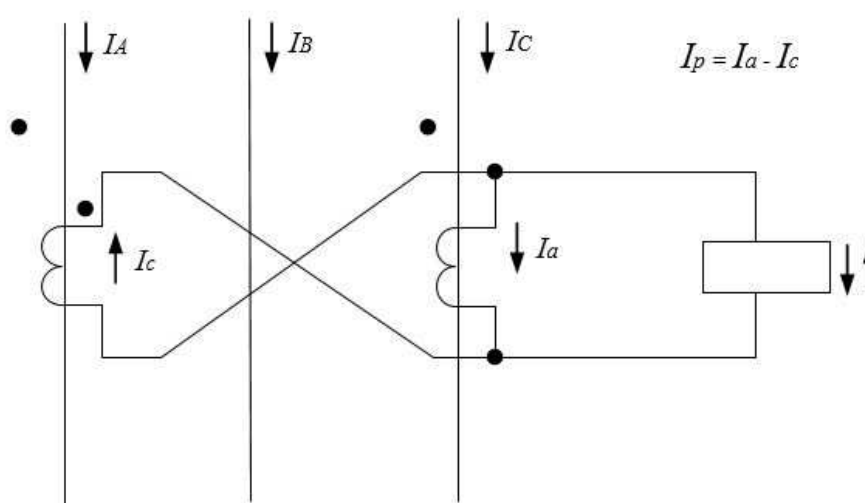


Рисунок 9.2 - Соединение трансформаторов тока на разность токов двух фаз.

## 9.3 Алгоритм защиты от замыканий на землю

Алгоритмы релейной защиты от однофазных замыканий на землю в сетях напряжением 6-10 кВ реагируют на составляющие тока, напряжения и мощности нулевой последовательности  $I_0$   $U_0$ . Фрагмент схемы с изолированной нейтралью представлен на рисунке 9.3.

Для контроля тока в схемах защиты используют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности – ТТНП.

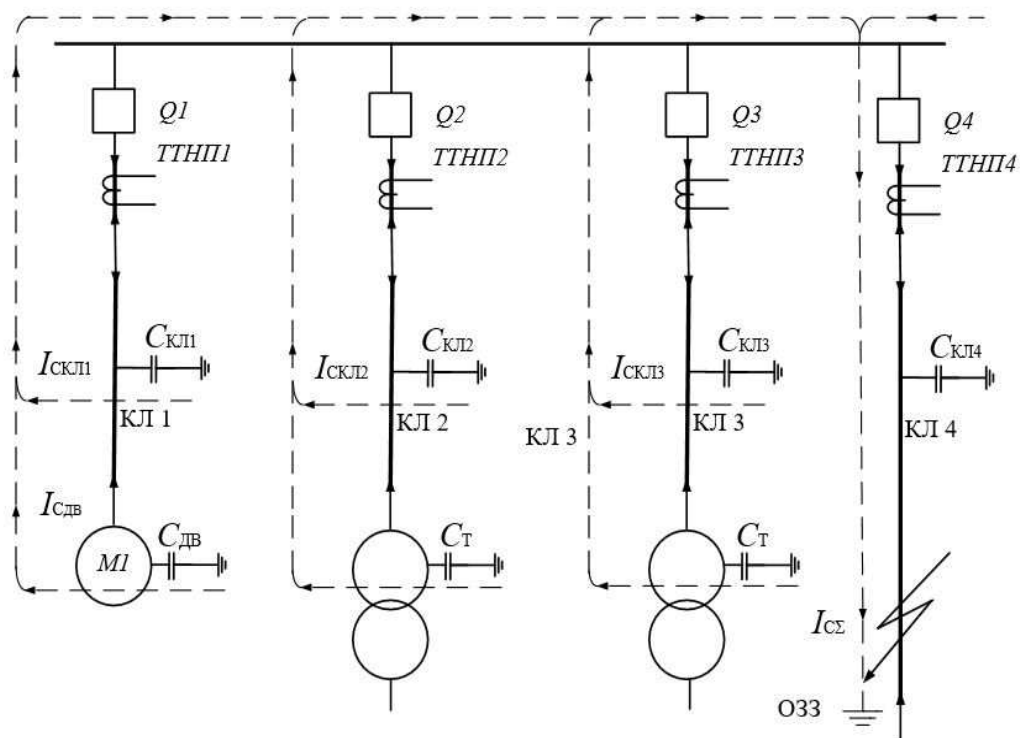


Рисунок 9.3 – Фрагмент схемы с изолированной нейтралью.

Трансформаторы ТНП устанавливают либо в ячейке распределительного устройства, либо у выводов электродвигателя.

Пример: пусть в кабельной линии КЛ4 возникло однофазное замыкание на землю (ОЗЗ). После окончания переходного процесса, связанного с перезарядом емкостей сети  $C_{кЛ1} - C_{кЛ4}$ , двигателя  $C_{дв}$  и трансформаторов  $C_{т}$ , весь суммарный емкостной ток  $I_{сз}$  двух неповрежденных фаз этой сети будет протекать через точку ОЗЗ.

Согласно требованиям ПУЭ в сети с изолированной нейтралью суммарный емкостной ток  $I_{сз}$  не должен превышать:

- 30 А – при напряжении сети 6 кВ;
- 20 А – при напряжении сети 10 кВ;

В электроустановках с компенсирующими устройствами защиту от ОЗЗ предусматривают в тех случаях, когда в нормальных условиях работы суммарный емкостной ток  $I_{сз}$  превышает 10 А.

Применение тех или иных алгоритмов защиты от ОЗЗ в ПУЭ связано с наличием или отсутствием устройств компенсации в распределительной сети. Например, при мощности электродвигателя, не превышающей 2 МВт, и отсутствии устройств компенсации данную защиту предусматривают при токах замыкания на землю, равных или превышающих 10 А. Для электродвигателей мощностью более 2 МВт такая защита должна предусматриваться при токах замыкания на землю, равных или превышающих 5 А.

Защита от ОЗЗ должна действовать на отключение асинхронного электродвигателя. В схеме защиты синхронного электродвигателя алгоритм защиты от ОЗЗ должен одновременно формировать сигнал на автомат гашения

поля (АГП) при его наличии. Аналоговые входы в блоках БМРЗ для алгоритма ОЗЗ (рисунок 9.4)

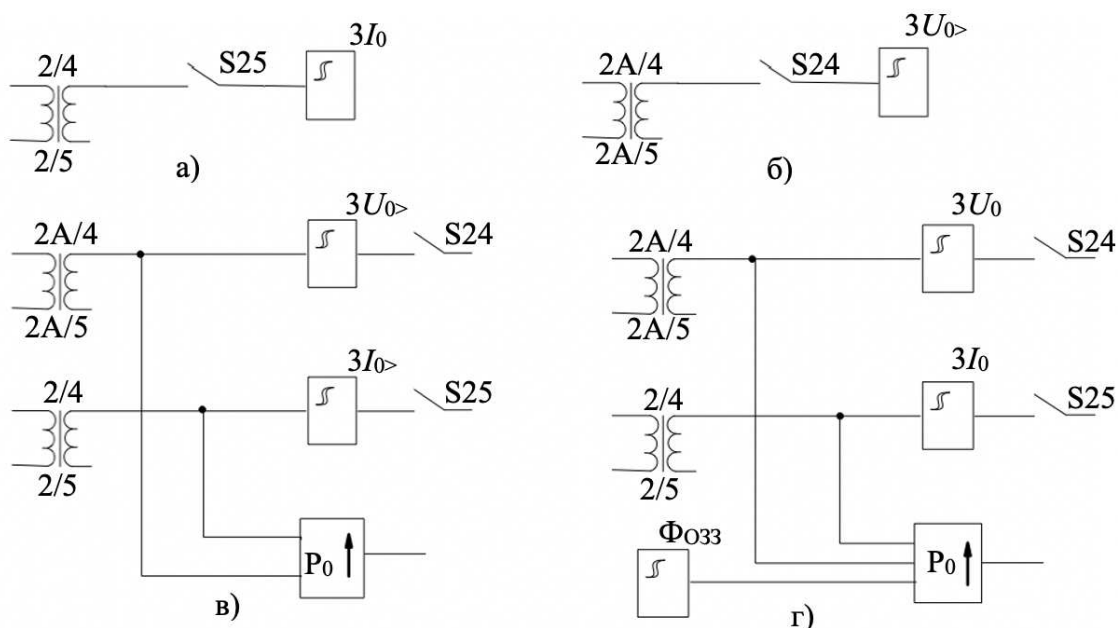


Рисунок 9.4 – Аналоговые входы в блоках БМРЗ для алгоритма ОЗЗ

#### 9.4 Алгоритм дифференциальной защиты

Согласно требованиям ПУЭ электродвигатели мощностью 5 МВт и более, должны быть защищены от междуфазных замыканий с помощью дифференциальной токовой защиты.

Такой же защитой должны быть оборудованы электродвигатели мощностью менее 5 МВт, если коэффициент чувствительности ТО меньше или равен 2.

#### 9.5 Алгоритмы защиты электродвигателя от перегрузки

Согласно требованиям ПУЭ, для защиты электродвигателей от перегрузки следует предусматривать контроль тока в одной фазе.

Защита должна иметь зависимую или независимую от тока выдержку времени, отстроенную от длительности пуска электродвигателя в нормальных условиях и самозапуска после действия АВР и АПВ. Выдержка времени защиты от перегрузки синхронных электродвигателей во избежание излишних срабатываний при длительной форсировке возбуждения должна быть по возможности близкой к наибольшей допустимой по тепловой характеристике электродвигателя.

Обычно для защиты электродвигателей от перегрузки в цифровых устройствах релейной защиты используют третью ступень МТЗ, обеспечивающую контроль тока в двух или трех фазах.



Однако времятоковые характеристики такой защиты не всегда совпадают с перегрузочной характеристикой электродвигателя несмотря на то, что в некоторых устройствах может быть предусмотрено несколько времятоковых характеристик. Например, в устройстве «Сириус-Д» можно задать одну из шести характеристик. Для примера на рисунке 9.5 показана нормальная инверсная характеристика.

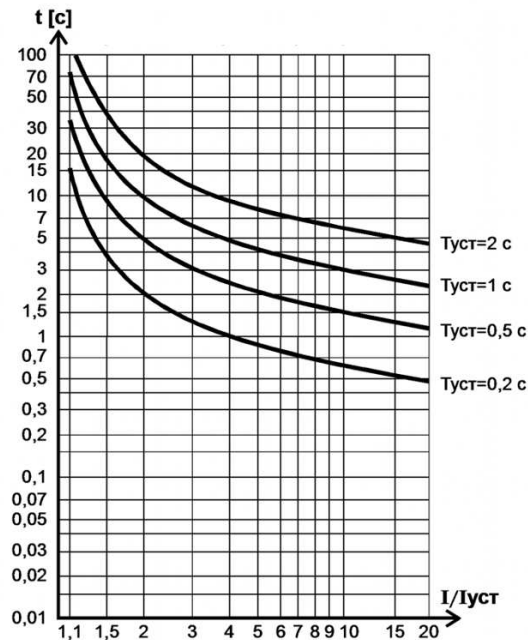


Рисунок 9.5 – Пример времятоковой характеристики ступени алгоритма МТЗ. Нормальная инверсная характеристика.

К достоинствам защиты от симметричных перегрузок, выполняемой по максимальному фазному току, следует отнести ее простоту и легкость расчета уставок.

К недостаткам такой защиты от перегрузки следует отнести отсутствие учета температуры:

- Окружающей среде;
- Статорной обмотки от ранее полученного теплового импульса.

Для более полного использования перегрузочной способности электродвигателя в алгоритме защиты от симметричных перегрузок, использована математическая модель, графически представленная на рисунке 9.6.

Первая ступень алгоритма имеет независимую характеристику и срабатывает при протекании тока  $I_{с.з1}$  в течение промежутка времени  $t_{2.1}$ , реагирует на механическую блокировку ротора двигателя, обеспечивая быстрое отключение двигателя от источника питания. Одновременно эта ступень выполняет функцию ближнего резервирования максимальной токовой отсечки.

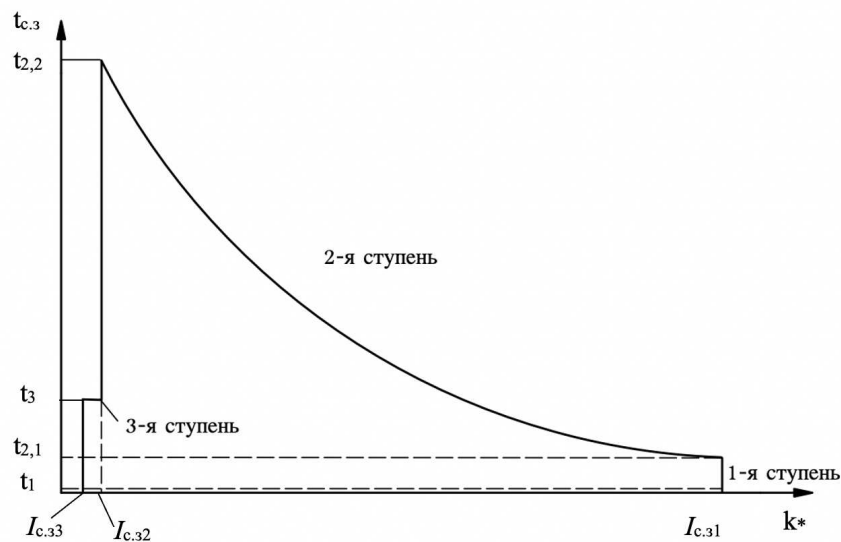


Рисунок 9.6 – Характеристика алгоритма защиты от перегрузок

Защита электродвигателя с помощью алгоритма «Тепловая модель электродвигателя» (рисунок 9.7) предназначена для предотвращения повреждения изоляции электродвигателя, вследствие теплового действия токов, обусловленных симметричными и несимметричными перегрузками (блокировкой ротора, затянувшимися пуском и самозапусками, обрывами фаз питающей сети и т.д.).

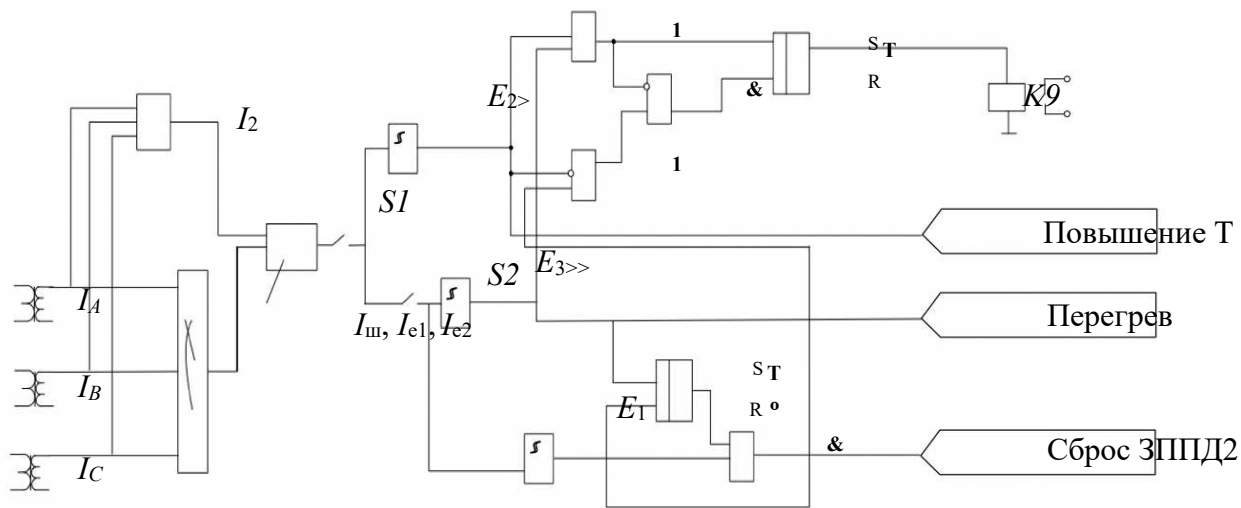


Рисунок 9.7 – Алгоритм «Тепловая модель электродвигателя».

Часто в электродвигателях в обмотках и активном железе статора устанавливают датчики температуры. Таким образом обеспечивается тепловая защита электродвигателя, основанная на результатах непосредственного измерения температуры, что позволяет наиболее полно использовать

перегрузочные возможности электродвигателя. Графическое представление алгоритма «Тепловая модель электродвигателя» представлена на рисунке 9.8.

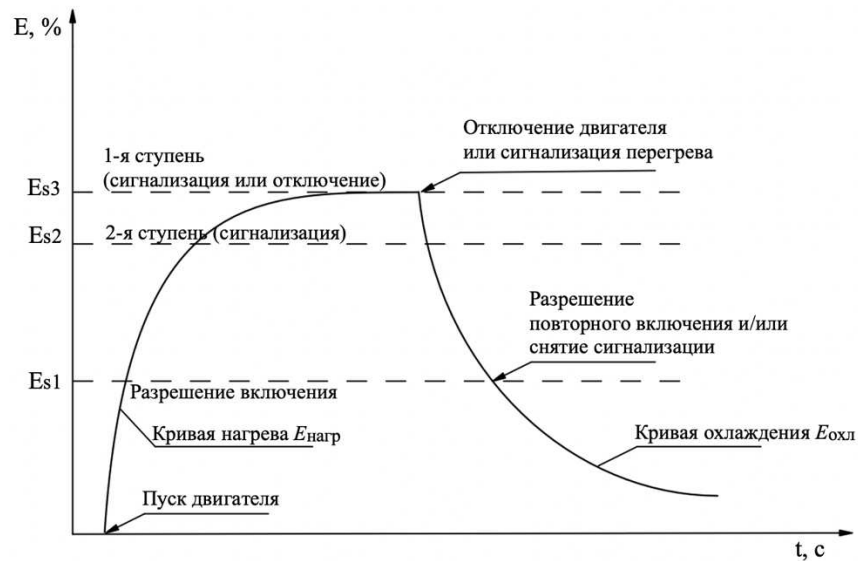


Рисунок 9.8 – Графическое представление алгоритма «Тепловая модель электродвигателя»

Следует отметить, что ГОСТ Р 52776-2007 допускает в зависимости от класса изоляции увеличивать предельно допустимое значение перегрева (при температуре окружающей среды 0°C), но не более, чем на 40°C.

Относительный перегрев статорных обмоток электродвигателя  $E_{нагр}$ , %, за временной интервал работы (нагрева) электродвигателя  $t_{нагр}$ , мин, рассчитывает процессор цифрового устройства релейной защиты по выражению:

$$E_{нагр} = 100 \cdot \left( \frac{I_{эқв}}{I_{ш}} \right)^2 \cdot \left( 1 - e^{-\frac{t_{нагр}}{T_{e1}}} \right) + E_0 e^{-\frac{t_{нагр}}{T_{e1}}}, \quad (9.1)$$

где  $I_{эқв}$  – эквивалентный ток электродвигателя, А;

$E_0$  – относительный перегрев двигателя на момент начала процесса нагрева, %.

Возможность задания различных постоянных времени нагрева и охлаждения позволяет учитывать худшие условия охлаждения остановленного двигателя, в котором вентилятор закреплен на валу.

Алгоритм защиты «Тепловая модель электродвигателя» рекомендуется выполнять с двумя ступенями, действующими на сигнализацию. На объектах обслуживающего персонала рекомендуется использовать одну ступень.

Пример: Расчет уставок защиты асинхронного двигателя серии А% мощностью 800 кВт для алгоритма «Тепловая модель электродвигателя»

Расчетный ток двигателя  $I_{ш}$  принимаем равным номинальному току электродвигателя:

$$I_{ш} = I_{ном,дв} = 57 \text{ А}. \quad (9.2)$$

В выражении (9.1) при вычислениях используют значение эквивалентного тока  $I_{\text{экв}}$  и времени работы электродвигателя  $t_{\text{нагр}}$ . Вычислительная программа находит значение эквивалентного тока, А, по формуле:

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{I_{\phi \text{ max}}^2 + 3I_2^2}, \quad (9.3)$$

где  $I_{\phi \text{ max}}$  – значение максимального из фазных токов, А;

$I_2$  – значение токов обратной последовательности, А.

Для проведения вычислений по формуле (9.1) необходимо знать максимально допустимую постоянную времени нагрева электродвигателя  $T_{e1}$ . Для этого используем формулу, связывающую между собой величины, определяющие процесс нагрева электродвигателя:

$$\frac{A}{T_{e1} \cdot 60} = \ln \left( \frac{k^2 - 1}{k^2 - k_{\text{max}}} \right), \quad (9.4)$$

где  $k_{\text{max}}$  – предельная кратность перегрева относительно перегрева при номинальном токе.

После преобразований формулы (9.4) получим, мин,

$$T_{e1} = A / \left[ 60 \ln \left( \frac{k^2 - 1}{k^2 - k_{\text{max}}} \right) \right]. \quad (9.5)$$

Согласно требованиям стандартов, трехфазные двигатели отечественного производства мощностью не менее 0,55 кВт с косвенным охлаждение обмоток статора должны в течение 2 мин выдерживать ток равный  $1,5 I_{\text{ном}}$ . Для электродвигателей с такими характеристиками  $A = 150$ . В зависимости от типа и мощности защищаемого электродвигателя значение  $A$  может находиться в диапазоне от 60 до 300с.

Зная постоянную времени охлаждения статора, можно найти постоянную времени нагрева электродвигателя  $T_{e1}$  (в том случае, когда электродвигатель соответствует требованиям стандартов)

$$T_{e1} = \frac{150}{\ln \left( \frac{2^2 - 1}{2^2 - 1,278} \right)} \approx 1603 \text{ с} \approx 26,7 \text{ мин.}$$

Значение  $k_{\text{max}}$  принято равным 1,278, так как двигатель с изоляцией класса F используется при температуре, соответствующей классу изоляции В.

Для определения параметра  $E_{s1}$  предварительно необходимо найти относительный нагрев двигателя за время пуска.

$$E_{\text{пуск}} = k_{\text{пуск}}^2 \cdot \left( 1 - e^{-\frac{t_{\text{пуск}}}{T_{e1}}} \right) \cdot 100\%. \quad (9.6)$$

В зависимости от типа электродвигателя значение  $k_{\text{пуск}}$  может находиться в диапазоне от 3 до  $8I_{\text{ном.дв}}$ . Согласно исходным данным расчёта  $k_{\text{пуск}} = 5,5I_{\text{ном.дв}}$ .

Подставив данные в формулу, получим:

$$E_{\text{пуск}} = 5,5^2 \cdot \left(1 - e^{-\frac{10}{1603}}\right) = 18,8\% .$$

Расчетное допустимое значение относительного перегрева  $E_{s1}$ , %, при котором разрешен пуск машины находим по формуле:

$$E_{s1} \leq 100 - E_{\text{пуск}} . \quad (9.7)$$

После подстановки значений получаем

$$E_{s1} = 100 - 18,8 = 81,2\% .$$

Полученное значение округляем в меньшую сторону и принимаем  $E_{s1} = 80\%$ .

Параметры пуска тепловой защиты электродвигателя на сигнализацию и отключение  $E_{s2}$  и  $E_{s3}$  определяют по формуле:

$$E_{s2,3} = 100\% \cdot \left(\frac{I_{\text{дв}}}{I_{\text{ном.дв}}}\right)^2, \quad (9.8)$$

где 100 % – относительная температура нагрева Электродвигателя при номинальном токе;

$I_{\text{дв}}$  – ток, потребляемый электродвигателем;

$I_{\text{ном.дв}}$  – номинальный ток электродвигателя;

При определении параметра  $E_{s2}$  (для второй ступени алгоритма, работающей на сигнализацию) учитываем возможность длительной работы электродвигателя в сети с напряжением, равным 110%  $U_{\text{ном}}$ , и поэтому отношение токов принимаем равным  $\frac{I_{\text{дв}}}{I_{\text{ном.дв}}} = 0,9$  (т.е. перегрузка возникает при токе, большем  $0,9I_{\text{ном}}$ ).

Подставим в формулу приведенное отношение токов, получим

$$E_{s2} = 100 \cdot 0,9^2 \approx 81\%.$$

При определении параметра  $E_{s3}$  (для первой ступени алгоритма, работающей на сигнализацию или отключение) учитываем возможность длительной работы электродвигателя в сети с напряжением, равным 90%  $U_{\text{ном}}$ , и поэтому отношение токов принимаем равным  $\frac{I_{\text{дв}}}{I_{\text{ном.дв}}} = 1,1$  (т.е. перегрузка возникает при токе, большем  $1,1I_{\text{ном}}$ ).

Подставив в формулу приведенное отношение токов, получим:

$$E_{s3} = 100 \cdot 1,1^2 \approx 121\%.$$

Относительный перегрев при охлаждении остановленного двигателя процессор рассчитывает по формуле (9.1).

Постоянную времени охлаждения  $T_{e2}$  выбираем сообразно эффективности работы системы охлаждения на остановленном электродвигателе. При наличии системы охлаждения, эффективность которой не зависит от частоты вращения вала, значение  $T_{e2}$  принимаем равным постоянной времени нагрева  $T_{e1}$ . Если же электродвигатель охлаждается вентилятором, закрепленным на валу, то постоянную времени  $T_{e2}$  выбираем в 2 – 4 раза больше постоянной времени нагрева  $T_{e1}$ . Расчетная характеристика алгоритма «Тепловая модель электродвигателя» представлена на рисунке 9.9.



Рисунок 9.9 – Расчетная характеристика алгоритма «Тепловая модель электродвигателя»

Алгоритм токовой защиты двигателя с функцией «тепловой модели» показан на рисунке 9.10.

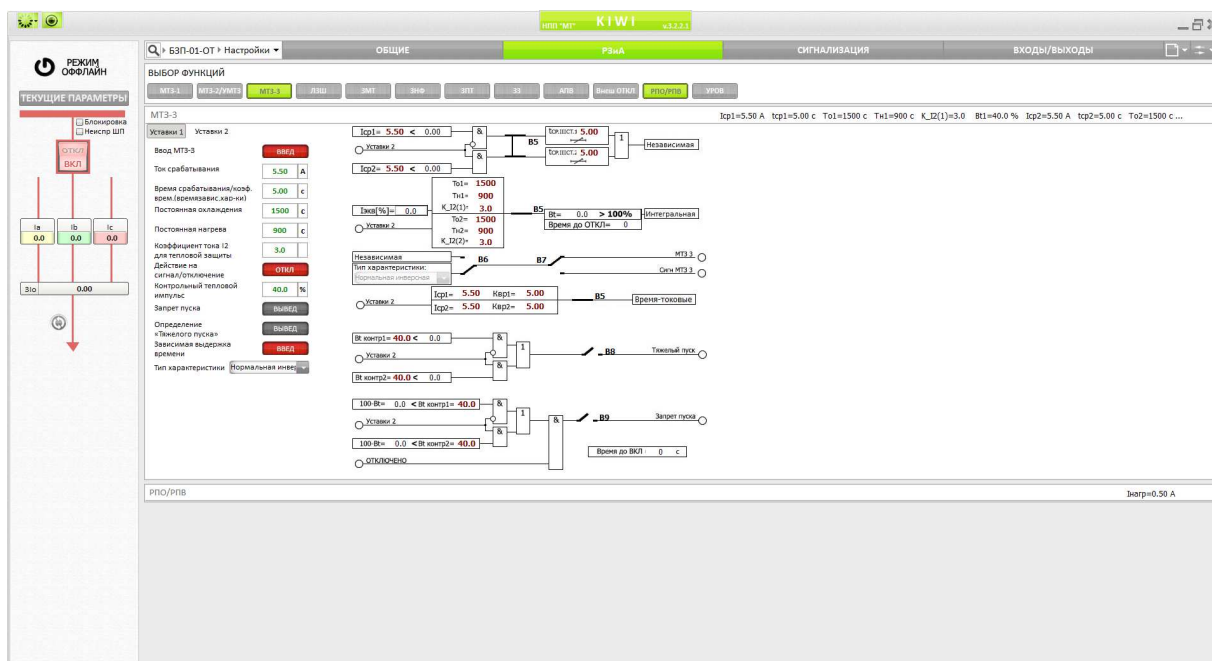


Рисунок 9.10 – Алгоритм токовой защиты двигателя с функцией «тепловой модели»

## 9.6 Алгоритм защиты от минимального напряжения

Согласно требованиям в электроустановке должна быть предусмотрена защита минимального напряжения (ЗМН), обеспечивающая отключение электродвигателей неответственных механизмов.

Отключение таких электродвигателей необходимо для обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов и создания условий для быстрого восстановления напряжения после отключения КЗ.

Суммарная мощность отключаемых ЗМН электродвигателей, приводящих эти механизмы, определяется возможностями источника питания и сети по обеспечению самозапуска электродвигателей ответственных потребителей.

Выдержка времени защиты минимального напряжения выбирают в диапазоне от 0,5 до 1,5 с, т.е. больше времени действия быстродействующих защит от многофазных КЗ.

Уставку ЗМН по напряжению выбирают, как правило, не выше 70% номинального напряжения.

Алгоритм ЗМН может быть использован для отключения неответственных синхронных электродвигателей, а также для предупреждения несинхронного включения отключенных двигателей, если токи выключения превышают допустимые значения.

Для электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых после останова недопустим по технологическим требованиям или по условиям безопасности, следует применять ЗМН с выдержкой времени не более 10 си уставкой по напряжению не выше 50% номинального напряжения.

Алгоритм ЗМН следует также использовать для обеспечения надежности пуска АВР электродвигателей резервируемых механизмов.

На электродвигателях с изменяемой частотой вращения ответственных механизмов, самозапуск которых допустим и целесообразен, ЗМН должна производить автоматическое переключение электродвигателя на низшую частоту вращения.

В цифровых блоках алгоритм ЗМН (рис 9.11) обеспечивает защиту асинхронного электродвигателя от работы при пониженном и несимметричном питании, блокирует включение двигателя при неправильном порядке чередования фаз, а также при обрыве фазы.

Сигнал «Посл.фаз» формируется при одновременном выполнении двух условий:

- $U > 0,8U_{ном}$
- $U_1 < 0,2U_{ном}$

Этот сигнал действует на схему управления выключателем без выдержки времени, блокируя пуск двигателя при неправильном чередовании фаз или обрыве фазы.

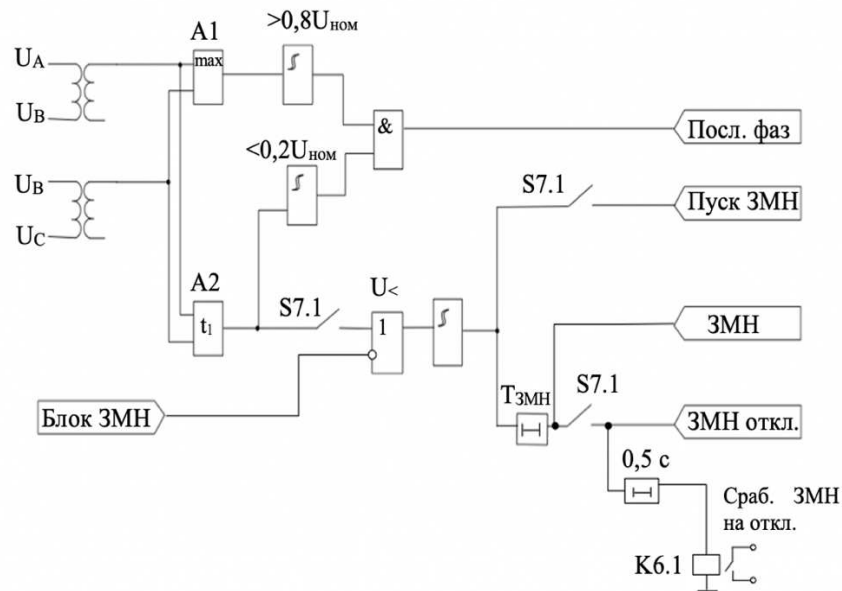


Рисунок 9.11-Структурная схема алгоритма ЗМН

Напряжение прямой последовательности  $U_1$  используется также в двухступенчатом ЗМН.

Первая ступень защиты предназначена для отключения неответственных электродвигателей, которые не участвуют в процессе самозапуска.

Напряжение срабатывания ступени  $U_{<<}$ , В, выбирают из диапазона

$$U_{<<} = (0,6 \div 0,7)U_{ном.дв.} \quad (9.9)$$

Рекомендуемое время срабатывания этой ступени:



$$T_{\ll 3МН} = 0,5 \div 0,9 \text{ с.} \quad (9.10)$$

В некоторых исполнениях цифровых блоков предусмотрена вторая ступень алгоритма ЗМН, предназначенная для отключения всех электродвигателей при длительном исчезновении напряжения по условиям технологического процесса и техники безопасности.

Напряжение срабатывания второй ступени,  $V$ , выбирают меньшим, чем рекомендовано в (6.1), из диапазона

$$U_{<} = (0,4 \div 0,5)U_{\text{НОМ.ДВ.}} \quad (9.11)$$

Уставка по времени срабатывания защиты выбирается в зависимости от скорости затормаживания основных АД, что позволяет осуществить последовательный запуск механизмов при невозможности их одновременного пуска.

Если присоединенные массы на валу АД значительны и электродвигатели затормаживаются медленно, то время срабатывания защиты выбирают из диапазона

$$T_{\ll 3МН} = 6 \div 9 \text{ с.} \quad (9.12)$$

Реализация защиты минимального напряжения представлена на рисунке 9.12.

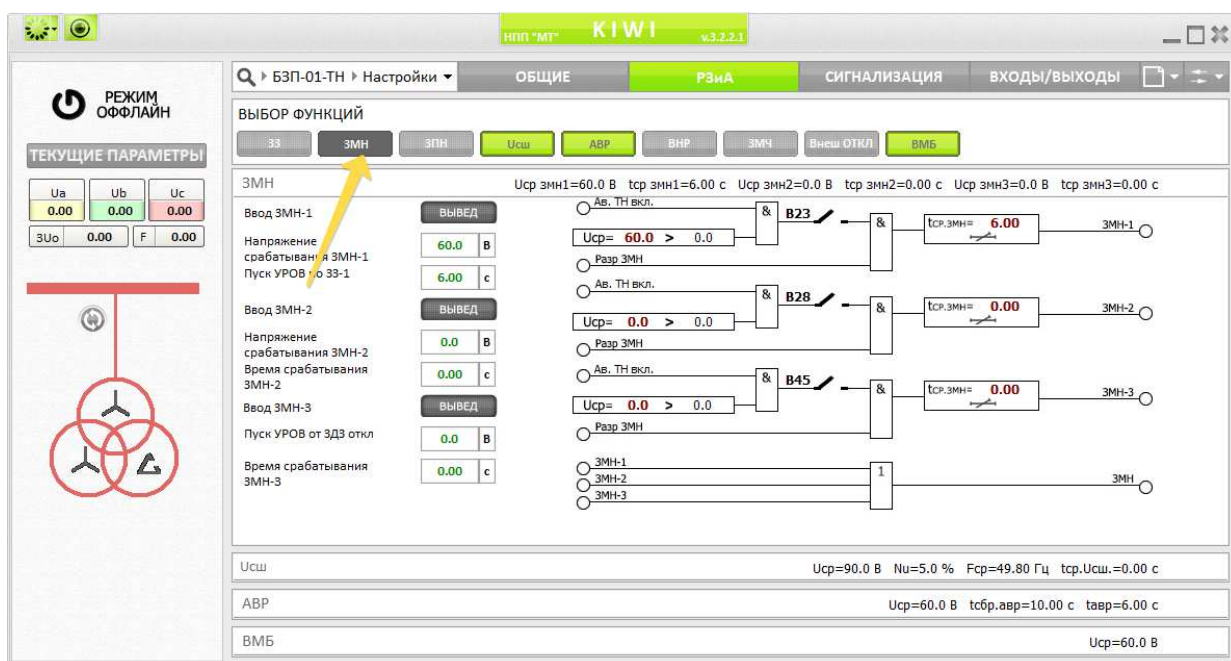


Рисунок 9.12 – Реализация защиты минимального напряжения

## 9.7 Выводы

Таким образом, в рамках данного спецвопроса были рассмотрены различные цифровые устройства релейной защиты электродвигателей.

Сравнение устройств позволяет предположить, что блоки имеют примерно одинаковый набор алгоритмов защиты, автоматики, управления и сигнализации.

В число алгоритмов защиты и автоматики, используемых в рассмотренных выше устройствах, входят как общие, используемые для других защищаемых объектов (таблица 9.1), так и специальные алгоритмы, применяемые только для защиты электродвигателей (таблица 9.2). Для большинства алгоритмов в таблицах дано их международное обозначение в кодах ANSI, а названия алгоритмов, использованные в документации изготовителей, унифицированы.

Совокупность алгоритмов, приведенных в таблицах 9.1 и 9.2, позволяют реализовать все защиты электродвигателей, предусмотренные в ПУЭ.

Таблица 9.1 - Алгоритмы защиты и автоматики, общие для всех изделий

Аббре-виатура	Код ANSI	Алгоритм	БМПЗ	Сириус-Д	РДЦ-01	РДЦ-06
АПВ	79	Автоматическое повторное включение	+	+	+	-
АЧР	--	Автоматическая частотная разгрузка	+	+	-	-
ДгЗ	--	Дуговая защита	+	+	-	-
ЗМН	27	Защита минимального напряжения	+	+	+	+
ЗНР	--	Защита от несимметричных режимов	+	-	+	+
ЗОФ	46	Защита от обрыва фаз	+	+	-	+
ЗПП	27/59	Защита от потери питания	+	-	-	-
ЛЗШ	68	Логическая защита шин	+	-	-	-
МТЗ	50/67/ 51V	Максимальная токовая защита	+	+	+	-
ОЗЗ	64	Защита от однофазных замыканий на землю	+	+	+	+
УРОВ	50BF	Резервирование при отказе выключателя	+	+	-	-
ЧАПВ	--	Автоматическое повторное включение по частоте	+	+	-	-
ЗПН	59	Защита от повышения напряжения	-	-	+	+

Таблица 9.2 - Алгоритмы защиты и автоматики для электродвигателей

Аббре-виатура	Код ANSI	Алгоритм	БМПЗ	Сириус-Д	РДЦ-01	РДЦ-06
ДЗТ	87M	Дифференциально-фазная защита с торможением	+	-	-	-
ДЗТНП	--	Дифференциальная защита нулевой последовательности с торможением	+	-	-	-
ДТО	87M	Дифференциальная токовая отсечка	+	-	-	-

Продолжение таблицы 9.2.

Аббре-виатура	Код ANSI	Алгоритм	БМРЗ	Сириус-Д	РДЦ-01	РДЦ-06
ДФО	87M	Дифференциальная фазовая отсечка	+	-	-	-
ЗБР	48	Защита от блокировки ротора и затынутого пуска	+	+	-	-
ЗЗП	14	Защита от затынутого пуска	+	+	+	-
ЗКН	--	Защита от колебаний нагрузки(технологическая защита)	+	-	-	-
ЗППД	--	Запрет пуска перегретого двигателя	+	+	-	-
КАиРМ	32 P/ 32Q	Контроль активной (обратной) и реактивной мощности	+	+	-	-
МинТЗ	37	Минимальная токовая защита от потери нагрузки	+	+	+	+
ОКП	66	Ограничение количества пусков	+	-	+	-
ТМ	49	Тепловая модель электродвигателя	+	-	-	-
ФОО		Функция опережающего отключения	+	-	-	-

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Тувинского гидроузла на реке Малый Енисей, являющимся сооружением II класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 230,77 и 1369,98 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 130 МВт и среднемноголетняя выработка 825 млн. кВт·ч.

Также было построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности, из которого определен диапазон изменения напоров и расхода:  $H_{max}=38,6$  м,  $H_p=35,5$  м,  $H_{min}=34,8$  м.

При выборе турбин рассматривалось несколько вариантов: ПЛ40а-В; ПЛ40б-В.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ40а-В-560. Для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин по справочным данным был подобран серийный гидрогенератор СВ-845/140-44Т с номинальной активной мощностью 65 МВт.

Для проектируемой Тувинской ГЭС была выбрана структурная схема с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ 110 кВ – " с одной рабочей секционированной выключателем системой шин ". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 80000/110–У1, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТЗС-1600/10,5, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС–95/16.

После выбора основного электрооборудования был произведен расчёт микропроцессорных электрических защит гидрогенератора Тувинской ГЭС. По результатам расчёта определены уставки и построены характеристики срабатывания, а также схема подключения устройств РЗА генератора проектируемой ГЭС. Были выбраны микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики ООО НПП «ЭКРА».

Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Плотина расположена на скальном основании и имеет следующие параметры:

- количество водосливных пролётов – 3, шириной 6 м;
- отметка гребня водослива  $\nabla_{ГВ} = 903,10$  м;
- ширина подошвы плотины по основанию 35 м;
- в качестве гасителя энергии потока была рассчитана водобойная стенка.

Плотина удовлетворяет условию прочности (в частности отсутствие растягивающих напряжений, а также наличие сжимающих напряжений, не превосходящих пределов прочности на сжатие материала плотины). Спроектированное гидротехническое сооружение отвечает требованиям устойчивости (сопротивлением сдвигу). Также для пуска аварийных расходов

в зимний период были предусмотрены два глубинных водовыпуска с габаритными размерами 1х3 м.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

На основании технико-экономических расчетов проект «Тувинская ГЭС на реке Малый Енисей», с установленной мощностью 130 МВт является экономически оправданным. Показатель чистого приведенного дохода инвестиционного проекта  $NPV > 0$ , это говорит о том, что проект привлекателен для инвестирования. Индекс прибыльности ( $PI = 1,19$  руб.) больше единицы, следовательно, инвестиции в проект эффективны и инвестированные средства приносят доход. Период окупаемости составляет 147 месяцев (12,25 лет), что является приемлемым для гидроэлектростанций.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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.– 174 с.
2. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.;
3. Погоняйченко И.Ю., Куценов Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2007.
4. Правила устройства электроустановок/Главэнергонадзор России. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 608 с..
5. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04. - 82. – М.: Минрегион России, 2012.
6. СТО РусГидро 02.01.62-2012. Гидроэлектростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования. – Введ. 04.12.2012. – Москва: ОАО РусГидро, 2012. – 149 с.
7. Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»: приказ от 25.10.2017 г. № 1013. – Москва: Министерство энергетики РФ, 2017. – 433 с.
8. ГОСТ Р 51901.12-2007. Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов. – Введ. 27.12.2007. – Москва: Стандартинформ, 2007. - 40 с.
9. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей: приказ от 26.07.2017 г. № 676. – Москва: Министерство энергетики РФ, 2017. – 274 с.
10. Электротехнический справочник: В 4-х т. Т. 3./ Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимов и др. – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
11. Гришин М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1979. – 615 с.;
12. Чугаев Р.Р. Гидравлика.–Л.:Энергоиздат. Ленингр. отд-е, 1982.–672 с..
13. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
14. Киселев А.М. Гидротехнические сооружения: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1975. – 615 с.

15. Рассказов Л.Н и др. Гидротехнические сооружения. В двух частях. Ч.1. – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.

16. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – Ростов н/Д: «Феникс», 2006. – 189 с.;

17. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№ 7-ФЗ от 10.01.2002 г) [Электронный ресурс] : // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

18. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов: в 3-х т. Т.2. Экономика и управление энергообъектами. Кн.1. Общие вопросы экономики и управления / А.И. Барановский, Н.Н. Кожевников, Н.В. Пирадова. – М.: Издательство МЭИ, 1998. – 296 с.: ил.

19. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водноэнергетические расчеты

Таблица А.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

P, %	$Q_{\text{ср.год.}}$	Год	$Q_{\text{меж.}}$	год	$Q_{\text{пол.}}$	год
2	698	1953	296	1943	1368	1953
4	658	1947	282	1937	1195	1947
6	620	1949	277	1934	1175	1949
8	580	1941	275	1947	1147	1941
10	575	1924	272	1930	1065	1924
12	545	1943	271	1945	1028	1935
14	541	1935	270	1946	996	1964
16	541	1955	268	1955	923	1955
18	535	1964	266	1960	917	1942
20	524	1942	253	1961	901	1948
22	509	1945	251	1957	893	1943
24	506	1948	243	1942	877	1969
25	503	1934	241	1956	871	1939
27	500	1939	241	1954	869	1933
29	494	1929	241	1929	857	1938
31	492	1938	236	1925	849	1929
33	478	1933	234	1939	843	1945
35	476	1937	234	1951	820	1934
37	474	1969	232	1938	796	1959
39	466	1950	232	1950	794	1950
41	459	1957	224	1924	777	1965
43	453	1961	224	1948	772	1971
45	444	1959	223	1949	765	1968
47	441	1930	222	1952	762	1966
49	433	1931	219	1953	751	1957
51	432	1966	217	1944	749	1931
53	431	1936	215	1940	747	1937
55	428	1965	214	1936	735	1936
57	426	1971	211	1928	733	1961
59	425	1946	207	1931	716	1970
61	425	1968	206	1964	709	1923
63	422	1952	202	1963	702	1952
65	418	1951	202	1967	701	1962
67	415	1970	200	1970	699	1963
69	409	1963	199	1933	696	1927
71	407	1925	196	1966	680	1922
73	406	1960	194	1959	678	1958
75	402	1928	192	1935	677	1930
76	402	1944	191	1922	676	1951
78	402	1954	190	1958	675	1932
80	402	1962	188	1962	671	1928



82	401	1923	188	1927	659	1944
84	399	1927	186	1969	646	1925

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Р, %	$Q_{\text{ср.год.}}$	Год	$Q_{\text{меж.}}$	год	$Q_{\text{пол.}}$	год
86	399	1956	182	1968	644	1967
88	394	1922	181	1923	641	1946
90	393	1958	180	1932	628	1954
92	386	1967	180	1965	620	1956
94	383	1932	178	1971	603	1960
96	363	1940	175	1941	569	1940
98	295	1926	173	1926	466	1926



Продолжение приложения А

Время	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Н, м	N, МВт	Np, МВт
	Q быт.	Q испар.	Q лед.	Q ф	Q шл	Q полез.	Qвдхр	Qгэс	Qсп	Qх.сб.	Qнб	Vнач	ΔV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвб ср	Zнб			
18	158	2	4	9	0	143	234	377	70	0	382	0,2689	0,00	0,2681	898	897,87	897,93	863,02	34,51	115	115
19	158	2	4	9	0	143	287	430	70	0	435	0,2681	0,00	0,2670	897,87	897,71	897,79	863,44	33,95	129	129
20	158	2	4	9	0	143	190	333	70	0	338	0,2670	0,00	0,2663	897,71	897,60	897,65	862,64	34,61	102	102
21	158	2	4	9	0	143	159	302	70	0	307	0,2663	0,00	0,2658	897,60	897,51	897,56	862,36	34,80	93	93
22	158	2	4	9	0	143	90	233	70	0	238	0,2658	0,00	0,2654	897,51	897,46	897,49	861,67	35,42	73	73
23	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2654	0,00	0,2657	897,46	897,50	897,48	859,53	37,56	23	23
0	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2657	0,00	0,2660	897,50	897,55	897,53	859,53	37,60	23	23
1	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2660	0,00	0,2663	897,55	897,59	897,57	859,53	37,64	23	23
2	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2663	0,00	0,2665	897,59	897,63	897,61	859,53	37,68	23	23
3	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2665	0,00	0,2668	897,63	897,67	897,65	859,53	37,72	23	23
4	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2668	0,00	0,2671	897,67	897,71	897,69	859,53	37,77	23	23
5	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2671	0,00	0,2673	897,71	897,76	897,73	859,53	37,81	23	23
6	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2673	0,00	0,2676	897,76	897,80	897,78	859,53	37,85	23	23
7	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2676	0,00	0,2679	897,80	897,84	897,82	859,53	37,89	23	23
8	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2679	0,00	0,2681	897,84	897,88	897,86	859,53	37,93	23	23
9	158	2	4	9	0	143	-64	80	70	0	84	0,2681	0,00	0,2684	897,88	897,92	897,90	859,70	37,80	27	27
10	158	2	4	9	0	143	135	278	70	0	283	0,2684	0,00	0,2679	897,92	897,84	897,88	862,13	35,35	87	87
11	158	2	4	9	0	143	84	227	70	0	232	0,2679	0,00	0,2676	897,84	897,79	897,82	861,60	35,81	72	72
12	158	2	4	9	0	143	-53	90	70	0	95	0,2676	0,00	0,2678	897,79	897,82	897,81	859,86	37,55	30	30
13	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2678	0,00	0,2680	897,82	897,87	897,85	859,53	37,92	23	23
14	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2680	0,00	0,2683	897,87	897,91	897,89	859,53	37,96	23	23
15	158	2	4	9	0	143	-9	134	70	0	139	0,2683	0,00	0,2683	897,91	897,91	897,91	860,48	37,03	44	44
16	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2683	0,00	0,2686	897,91	897,95	897,93	859,53	38,01	23	23
17	158	2	4	9	0	143	-75	68	70	0	73	0,2686	0,00	0,2689	897,95	898,00	897,98	859,53	38,05	23	23

Рисунок А.1 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году, декабрь

Продолжение приложения А

Время	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Н, м	N, МВт	Np, МВт
	Q быт.	Q испар.	Q лед.	Q ф	Q шл	Q полез.	Qвдхр	Qгэс	Qсп	Qх.сб.	Qнб	Vнач	ΔV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвб ср	Zнб			
9	242	2	4	9	0	227	9	236	70	0	240	0,2689	0,0000	0,2689	898	897,99	898,00	861,69	35,90	75	75
10	242	2	4	9	0	227	202	429	70	0	433	0,2689	0,0007	0,2681	897,99	897,88	897,94	863,42	34,11	129	129
11	242	2	4	9	0	227	170	397	70	0	401	0,2681	0,0006	0,2675	897,88	897,79	897,83	863,18	34,26	120	120
12	242	2	4	9	0	227	21	248	70	0	252	0,2675	0,0001	0,2675	897,79	897,77	897,78	861,82	35,56	78	78
13	242	2	4	9	0	227	-74	153	70	0	157	0,2675	-0,0003	0,2677	897,77	897,82	897,79	860,72	36,67	49	50
14	242	2	4	9	0	227	-57	170	70	0	174	0,2677	-0,0002	0,2679	897,82	897,85	897,83	860,94	36,50	55	55
15	242	2	4	9	0	227	69	296	70	0	300	0,2679	0,0002	0,2677	897,85	897,81	897,83	862,30	35,13	92	92
16	242	2	4	9	0	227	-6	221	70	0	225	0,2677	0,0000	0,2677	897,81	897,81	897,81	861,53	35,88	70	70
17	242	2	4	9	0	227	-17	210	70	0	214	0,2677	-0,0001	0,2678	897,81	897,82	897,82	861,41	36,01	67	67
18	242	2	4	9	0	227	204	431	70	0	435	0,2678	0,0007	0,2670	897,82	897,71	897,76	863,44	33,92	129	129
19	242	2	4	9	0	227	205	432	70	0	436	0,2670	0,0007	0,2663	897,71	897,59	897,65	863,45	33,80	129	129
20	242	2	4	9	0	227	207	434	70	0	438	0,2663	0,0007	0,2655	897,59	897,48	897,54	863,46	33,67	129	129
21	242	2	4	9	0	227	209	436	70	0	440	0,2655	0,0008	0,2648	897,48	897,36	897,42	863,48	33,54	129	129
22	242	2	4	9	0	227	181	408	70	0	412	0,2648	0,0007	0,2641	897,36	897,26	897,31	863,26	33,65	121	121
23	242	2	4	9	0	227	-8	219	70	0	223	0,2641	0,0000	0,2642	897,26	897,26	897,26	861,50	35,36	68	68
0	242	2	4	9	0	227	-19	208	70	0	212	0,2642	-0,0001	0,2642	897,26	897,27	897,27	861,39	35,48	65	65
1	242	2	4	9	0	227	-162	66	70	0	70	0,2642	-0,0006	0,2648	897,27	897,36	897,32	859,48	37,44	22	22
2	242	2	4	9	0	227	-162	66	70	0	70	0,2648	-0,0006	0,2654	897,36	897,45	897,41	859,48	37,53	22	22
3	242	2	4	9	0	227	-162	66	70	0	70	0,2654	-0,0006	0,2660	897,45	897,55	897,50	859,48	37,62	22	22
4	242	2	4	9	0	227	-162	66	70	0	70	0,2660	-0,0006	0,2666	897,55	897,64	897,59	859,48	37,71	22	22
5	242	2	4	9	0	227	-162	66	70	0	70	0,2666	-0,0006	0,2671	897,64	897,73	897,68	859,48	37,80	22	22
6	242	2	4	9	0	227	-162	66	70	0	70	0,2671	-0,0006	0,2677	897,73	897,82	897,77	859,48	37,89	22	22
7	242	2	4	9	0	227	-162	66	70	0	70	0,2677	-0,0006	0,2683	897,82	897,91	897,86	859,48	37,98	22	22
8	242	2	4	9	0	227	-162	66	70	0	70	0,2683	-0,0006	0,2689	897,91	898,00	897,95	859,48	38,07	22	22

Рисунок А.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году, январь

Продолжение приложения А

Время	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Н, м	N, МВт	Np, МВт
	Q быт.	Q испар.	Q лед.	Q ф	Q шл	Q полез.	Qвдхр	Qгэс	Qсп	Qх.сб.	Qнв	Vнач	ΔV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвб ср	Zнб			
18	188	2	4	4	0	177	254	431	70	0	436	0,2689	0,0009	0,2680	898	897,86	897,93	863,45	34,08	129	129
19	188	2	4	4	0	177	259	436	70	0	441	0,2680	0,0009	0,2671	897,86	897,71	897,78	863,87	33,52	129	129
20	188	2	4	4	0	177	219	396	70	0	401	0,2671	0,0008	0,2663	897,71	897,59	897,65	863,45	33,80	118	118
21	188	2	4	4	0	177	190	368	70	0	372	0,2663	0,0007	0,2656	897,59	897,48	897,54	863,14	33,99	110	110
22	188	2	4	4	0	177	121	298	70	0	303	0,2656	0,0004	0,2651	897,48	897,42	897,45	862,42	34,63	91	91
23	188	2	4	4	0	177	-54	124	70	0	128	0,2651	-0,0002	0,2653	897,42	897,45	897,43	860,34	36,69	40	40
0	188	2	4	4	0	177	-63	114	70	0	118	0,2653	-0,0002	0,2656	897,45	897,48	897,46	860,21	36,86	37	37
1	188	2	4	4	0	177	-108	70	70	0	74	0,2656	-0,0004	0,2660	897,48	897,54	897,51	859,55	37,56	23	23
2	188	2	4	4	0	177	-108	70	70	0	74	0,2660	-0,0004	0,2663	897,54	897,60	897,57	859,55	37,62	23	23
3	188	2	4	4	0	177	-108	70	70	0	74	0,2663	-0,0004	0,2667	897,60	897,66	897,63	859,55	37,68	23	23
4	188	2	4	4	0	177	-108	70	70	0	74	0,2667	-0,0004	0,2671	897,66	897,72	897,69	859,55	37,74	23	23
5	188	2	4	4	0	177	-108	70	70	0	74	0,2671	-0,0004	0,2675	897,72	897,78	897,75	859,55	37,80	23	23
6	188	2	4	4	0	177	-108	70	70	0	74	0,2675	-0,0004	0,2679	897,78	897,84	897,81	859,55	37,86	23	23
7	188	2	4	4	0	177	-108	70	70	0	74	0,2679	-0,0004	0,2683	897,84	897,90	897,87	859,55	37,92	23	23
8	188	2	4	4	0	177	-108	70	70	0	74	0,2683	-0,0004	0,2687	897,90	897,96	897,93	859,55	37,98	23	23
9	188	2	4	4	0	177	-33	144	70	0	149	0,2687	-0,0001	0,2688	897,96	897,98	897,97	860,62	36,95	47	47
10	188	2	4	4	0	177	162	339	70	0	344	0,2688	0,0006	0,2682	897,98	897,89	897,94	862,85	34,68	104	104
11	188	2	4	4	0	177	114	291	70	0	295	0,2682	0,0004	0,2678	897,89	897,83	897,86	862,34	35,12	90	90
12	188	2	4	4	0	177	-23	155	70	0	159	0,2678	-0,0001	0,2679	897,83	897,84	897,83	860,76	36,68	50	50
13	188	2	4	4	0	177	-109	69	70	0	73	0,2679	-0,0004	0,2683	897,84	897,90	897,87	859,53	37,94	23	23
14	188	2	4	4	0	177	-93	84	70	0	89	0,2683	-0,0003	0,2686	897,90	897,95	897,93	859,77	37,76	28	28
15	188	2	4	4	0	177	20	197	70	0	202	0,2686	0,0001	0,2685	897,95	897,94	897,95	861,29	36,26	63	63
16	188	2	4	4	0	177	-49	128	70	0	133	0,2685	-0,0002	0,2687	897,94	897,97	897,95	860,41	37,15	42	42
17	188	2	4	4	0	177	-59	119	70	0	123	0,2687	-0,0002	0,2689	897,97	898,00	897,98	860,27	37,31	39	39

Рисунок А.3 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году, февраль

Продолжение приложения А

Время	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Н, м	N, МВт	Np, МВт
	Q быт.	Q испар.	Q лед.	Q ф	Q шл	Q полез.	Qвдхр	Qгэс	Qсп	Qх.сб.	Qнб	Vнач	ΔV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвб ср	Zнб			
18	168	2	4	4	0	158	222	380	70	0	384	0,2689	0,0008	0,2681	898	897,87	897,94	863,04	34,50	115	115
19	168	2	4	4	0	158	281	439	70	0	443	0,2681	0,0010	0,2671	897,87	897,72	897,80	863,87	33,52	129	129
20	168	2	4	4	0	158	188	346	70	0	350	0,2671	0,0007	0,2664	897,72	897,61	897,67	862,91	34,35	104	104
21	168	2	4	4	0	158	159	317	70	0	321	0,2664	0,0006	0,2658	897,61	897,52	897,57	862,61	34,56	96	96
22	168	2	4	4	0	158	99	257	70	0	261	0,2658	0,0004	0,2655	897,52	897,47	897,50	861,97	35,13	79	79
23	168	2	4	4	0	158	-57	101	70	0	105	0,2655	-0,0002	0,2657	897,47	897,50	897,48	860,02	37,06	33	33
0	168	2	4	4	0	158	-66	91	70	0	96	0,2657	-0,0002	0,2659	897,50	897,54	897,52	859,88	37,24	30	30
1	168	2	4	4	0	158	-88	69	70	0	74	0,2659	-0,0003	0,2662	897,54	897,59	897,56	859,54	37,62	23	23
2	168	2	4	4	0	158	-88	69	70	0	74	0,2662	-0,0003	0,2666	897,59	897,64	897,61	859,54	37,67	23	23
3	168	2	4	4	0	158	-88	69	70	0	74	0,2666	-0,0003	0,2669	897,64	897,69	897,66	859,54	37,72	23	23
4	168	2	4	4	0	158	-89	69	70	0	73	0,2669	-0,0003	0,2672	897,69	897,73	897,71	859,54	37,77	23	23
5	168	2	4	4	0	158	-89	69	70	0	73	0,2672	-0,0003	0,2675	897,73	897,78	897,76	859,54	37,82	23	23
6	168	2	4	4	0	158	-89	69	70	0	73	0,2675	-0,0003	0,2678	897,78	897,83	897,81	859,53	37,87	23	23
7	168	2	4	4	0	158	-89	69	70	0	73	0,2678	-0,0003	0,2682	897,83	897,88	897,86	859,53	37,93	23	23
8	168	2	4	4	0	158	-89	69	70	0	73	0,2682	-0,0003	0,2685	897,88	897,93	897,91	859,53	37,98	23	23
9	168	2	4	4	0	158	-39	119	70	0	123	0,2685	-0,0001	0,2686	897,93	897,95	897,94	860,27	37,27	39	39
10	168	2	4	4	0	158	135	293	70	0	297	0,2686	0,0005	0,2681	897,95	897,88	897,92	862,36	35,16	91	91
11	168	2	4	4	0	158	91	249	70	0	253	0,2681	0,0003	0,2678	897,88	897,83	897,85	861,88	35,57	78	78
12	168	2	4	4	0	158	-32	126	70	0	130	0,2678	-0,0001	0,2679	897,83	897,85	897,84	860,37	37,07	41	41
13	168	2	4	4	0	158	-89	69	70	0	73	0,2679	-0,0003	0,2682	897,85	897,90	897,87	859,53	37,94	23	23
14	168	2	4	4	0	158	-89	69	70	0	73	0,2682	-0,0003	0,2686	897,90	897,95	897,92	859,53	37,99	23	23
15	168	2	4	4	0	158	10	167	70	0	172	0,2686	0,0000	0,2685	897,95	897,94	897,94	860,92	36,63	54	54
16	168	2	4	4	0	158	-55	103	70	0	107	0,2685	-0,0002	0,2687	897,94	897,97	897,96	860,05	37,51	34	34
17	168	2	4	4	0	158	-61	97	70	0	101	0,2687	-0,0002	0,2689	897,97	898,00	897,99	859,95	37,63	32	32

Рисунок А.4 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году, март

Продолжение приложения А

Время	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Н, м	N, МВт	Np, МВт
	Q быт.	Q испар.	Q лед.	Q ф	Q шл	Q полез.	Qвдхр	Qгэс	Qсп	Qх.сб.	Qнб	Vнач	ΔV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвб ср	Zнб			
9	290	3	4	-17		300	64	364	70	0	368	0,2689	0,0002	0,2687	898	897,96	897,98	861,48	36,10	116	116
10	290	3	4	-17		300	109	409	70	0	413	0,2687	0,0004	0,2683	897,96	897,90	897,93	861,77	35,76	129	129
11	290	3	4	-17		300	110	409	70	0	414	0,2683	0,0004	0,2679	897,90	897,84	897,87	861,78	35,69	129	129
12	290	3	4	-17		300	110	410	70	0	415	0,2679	0,0004	0,2675	897,84	897,78	897,81	861,78	35,63	129	129
13	290	3	4	-17		300	111	411	70	0	415	0,2675	0,0004	0,2671	897,78	897,72	897,75	861,79	35,56	129	129
14	290	3	4	-17		300	112	412	70	0	416	0,2671	0,0004	0,2667	897,72	897,65	897,69	861,79	35,49	129	129
15	290	3	4	-17		300	113	413	70	0	417	0,2667	0,0004	0,2663	897,65	897,59	897,62	861,80	35,43	129	129
16	290	3	4	-17		300	113	413	70	0	418	0,2663	0,0004	0,2659	897,59	897,53	897,56	861,80	35,36	129	129
17	290	3	4	-17		300	114	414	70	0	418	0,2659	0,0004	0,2655	897,53	897,46	897,50	861,81	35,29	129	129
18	290	3	4	-17		300	115	415	70	0	419	0,2655	0,0004	0,2650	897,46	897,40	897,43	861,81	35,22	129	129
19	290	3	4	-17		300	116	416	70	0	420	0,2650	0,0004	0,2646	897,40	897,33	897,37	861,82	35,15	129	129
20	290	3	4	-17		300	117	416	70	0	421	0,2646	0,0004	0,2642	897,33	897,27	897,30	861,82	35,08	129	129
21	290	3	4	-17		300	118	417	70	0	422	0,2642	0,0004	0,2638	897,27	897,20	897,24	861,83	35,01	129	129
22	290	3	4	-17		300	74	374	70	0	378	0,2638	0,0003	0,2635	897,20	897,16	897,18	861,55	35,23	116	116
23	290	3	4	-17		300	119	419	70	0	423	0,2635	0,0004	0,2631	897,16	897,10	897,13	861,84	34,89	129	129
24	290	3	4	-17		300	85	385	70	0	389	0,2631	0,0003	0,2628	897,10	897,05	897,07	861,62	35,05	119	119
1	290	3	4	-17		300	-194	106	70	0	110	0,2628	-0,0007	0,2635	897,05	897,16	897,10	859,42	37,28	35	35
2	290	3	4	-17		300	-232	68	70	0	72	0,2635	-0,0008	0,2643	897,16	897,29	897,22	859,05	37,77	23	23
3	290	3	4	-17		300	-232	68	70	0	72	0,2643	-0,0008	0,2651	897,29	897,42	897,35	859,05	37,90	23	23
4	290	3	4	-17		300	-232	68	70	0	72	0,2651	-0,0008	0,2660	897,42	897,55	897,48	859,05	38,03	23	23
5	290	3	4	-17		300	-232	68	70	0	72	0,2660	-0,0008	0,2668	897,55	897,68	897,61	859,05	38,16	23	23
6	290	3	4	-17		300	-232	68	70	0	72	0,2668	-0,0008	0,2677	897,68	897,81	897,74	859,05	38,29	23	23
7	290	3	4	-17		300	-233	67	70	0	71	0,2677	-0,0008	0,2685	897,81	897,94	897,87	859,04	38,43	23	23
8	290	3	4	-17		300	-122	178	70	0	182	0,2685	-0,0004	0,2689	897,94	898,00	897,97	860,07	37,50	59	59

Рисунок А.5 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году, апрель

Продолжение приложения А

Время	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Н, м	N, МВт	Np, МВт
	Q быт.	Q испар.	Q лед.	Q ф	Q шл	Q полез.	Qвдхр	Qгэс	Qсп	Qх.сб.	Qнб	Vнач	ΔV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвб ср	Zнб			
18	167	2	4	4	0	157	242	399	150	0	403	0,2689	0,0009	0,2680	898	897,86	897,93	863,19	34,34	120	120
19	167	2	4	4	0	157	276	432	150	0	437	0,2680	0,0010	0,2670	897,86	897,71	897,79	863,81	33,58	128	128
20	167	2	4	4	0	157	198	354	150	0	359	0,2670	0,0007	0,2663	897,71	897,60	897,65	863,00	34,25	107	107
21	167	2	4	4	0	157	169	326	150	0	330	0,2663	0,0006	0,2657	897,60	897,50	897,55	862,71	34,44	99	99
22	167	2	4	4	0	157	102	259	150	0	263	0,2657	0,0004	0,2653	897,50	897,45	897,48	861,99	35,09	80	80
23	167	2	4	4	0	157	-68	88	150	0	93	0,2653	-0,0002	0,2656	897,45	897,49	897,47	859,83	37,23	29	29
0	167	2	4	4	0	157	-78	79	150	0	83	0,2656	-0,0003	0,2659	897,49	897,53	897,51	859,69	37,42	26	26
1	167	2	4	4	0	157	-87	69	150	0	74	0,2659	-0,0003	0,2662	897,53	897,58	897,55	859,54	37,61	23	23
2	167	2	4	4	0	157	-87	70	150	0	74	0,2662	-0,0003	0,2665	897,58	897,63	897,60	859,55	37,66	23	23
3	167	2	4	4	0	157	-87	70	150	0	74	0,2665	-0,0003	0,2668	897,63	897,68	897,65	859,55	37,70	23	23
4	167	2	4	4	0	157	-87	70	150	0	74	0,2668	-0,0003	0,2671	897,68	897,72	897,70	859,55	37,75	23	23
5	167	2	4	4	0	157	-87	70	150	0	74	0,2671	-0,0003	0,2674	897,72	897,77	897,75	859,55	37,80	23	23
6	167	2	4	4	0	157	-87	70	150	0	74	0,2674	-0,0003	0,2678	897,77	897,82	897,80	859,55	37,85	23	23
7	167	2	4	4	0	157	-87	70	150	0	74	0,2678	-0,0003	0,2681	897,82	897,87	897,85	859,55	37,90	23	23
8	167	2	4	4	0	157	-87	70	150	0	74	0,2681	-0,0003	0,2684	897,87	897,92	897,89	859,55	37,95	23	23
9	167	2	4	4	0	157	-47	109	150	0	114	0,2684	-0,0002	0,2686	897,92	897,94	897,93	860,14	37,39	36	36
10	167	2	4	4	0	157	143	300	150	0	304	0,2686	0,0005	0,2680	897,94	897,86	897,90	862,43	35,07	93	93
11	167	2	4	4	0	157	96	252	150	0	257	0,2680	0,0003	0,2677	897,86	897,81	897,84	861,92	35,52	79	79
12	167	2	4	4	0	157	-38	119	150	0	123	0,2677	-0,0001	0,2678	897,81	897,83	897,82	860,28	37,14	39	39
13	167	2	4	4	0	157	-88	69	150	0	73	0,2678	-0,0003	0,2681	897,83	897,88	897,86	859,53	37,92	23	23
14	167	2	4	4	0	157	-88	69	150	0	73	0,2681	-0,0003	0,2685	897,88	897,93	897,91	859,53	37,97	23	23
15	167	2	4	4	0	157	4	161	150	0	165	0,2685	0,0000	0,2684	897,93	897,93	897,93	860,83	36,70	52	52
16	167	2	4	4	0	157	-63	93	150	0	98	0,2684	-0,0002	0,2687	897,93	897,96	897,95	859,91	37,64	31	31
17	167	2	4	4	0	157	-73	84	150	0	88	0,2687	-0,0003	0,2689	897,96	898,00	897,98	859,77	37,82	28	28

Рисунок А.6 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году, октябрь



Продолжение приложения А

Время	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Н, м	N, МВт	Np, МВт
	Q быт.	Q испар.	Q лед.	Q ф	Q шл	Q полез.	Qвдхр	Qгэс	Qсп	Qх.сб.	Qнб	Vнач	ΔV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвб ср	Zнб			
10	214	2	4	4	0	203	170	373	70	0	378	0,2689	0,0006	0,2683	898	897,90	897,95	862,98	34,57	114	114
11	214	2	4	4	0	203	126	329	70	0	334	0,2683	0,0005	0,2678	897,90	897,83	897,87	862,75	34,72	101	101
12	214	2	4	4	0	203	2	205	70	0	209	0,2678	0,0000	0,2678	897,83	897,83	897,83	861,38	36,06	65	65
13	214	2	4	4	0	203	-82	121	70	0	126	0,2678	-0,0003	0,2681	897,83	897,88	897,86	860,31	37,15	40	40
14	214	2	4	4	0	203	-66	137	70	0	142	0,2681	-0,0002	0,2684	897,88	897,91	897,90	860,52	36,97	45	45
15	214	2	4	4	0	203	41	244	70	0	249	0,2684	0,0001	0,2682	897,91	897,89	897,90	861,83	35,68	77	77
16	214	2	4	4	0	203	-23	180	70	0	185	0,2682	-0,0001	0,2683	897,89	897,90	897,90	861,08	36,42	58	58
17	214	2	4	4	0	203	-33	170	70	0	175	0,2683	-0,0001	0,2684	897,90	897,92	897,91	860,95	36,56	55	55
18	214	2	4	4	0	203	233	436	70	0	441	0,2684	0,0008	0,2676	897,92	897,79	897,86	863,88	33,57	129	129
19	214	2	4	4	0	203	234	437	70	0	442	0,2676	0,0008	0,2667	897,79	897,66	897,73	863,90	33,43	129	129
20	214	2	4	4	0	203	233	436	70	0	441	0,2667	0,0008	0,2659	897,66	897,53	897,60	863,88	33,31	128	128
21	214	2	4	4	0	203	202	405	70	0	410	0,2659	0,0007	0,2652	897,53	897,42	897,48	863,55	33,53	120	120
22	214	2	4	4	0	203	135	338	70	0	343	0,2652	0,0005	0,2647	897,42	897,34	897,38	862,84	34,14	102	102
23	214	2	4	4	0	203	-27	176	70	0	181	0,2647	-0,0001	0,2648	897,34	897,36	897,35	861,03	35,92	56	56
0	214	2	4	4	0	203	-34	169	70	0	174	0,2648	-0,0001	0,2649	897,36	897,38	897,37	860,94	36,03	54	54
1	214	2	4	4	0	203	-138	65	70	0	70	0,2649	-0,0005	0,2654	897,38	897,46	897,42	859,47	37,54	22	22
2	214	2	4	4	0	203	-138	65	70	0	70	0,2654	-0,0005	0,2659	897,46	897,53	897,49	859,47	37,62	22	22
3	214	2	4	4	0	203	-138	65	70	0	70	0,2659	-0,0005	0,2664	897,53	897,61	897,57	859,47	37,70	22	22
4	214	2	4	4	0	203	-138	65	70	0	70	0,2664	-0,0005	0,2669	897,61	897,69	897,65	859,47	37,78	22	22
5	214	2	4	4	0	203	-138	65	70	0	70	0,2669	-0,0005	0,2674	897,69	897,76	897,73	859,47	37,85	22	22
6	214	2	4	4	0	203	-138	65	70	0	70	0,2674	-0,0005	0,2679	897,76	897,84	897,80	859,47	37,93	22	22
7	214	2	4	4	0	203	-138	65	70	0	70	0,2679	-0,0005	0,2684	897,84	897,92	897,88	859,47	38,01	22	22
8	214	2	4	4	0	203	-138	65	70	0	70	0,2684	-0,0005	0,2689	897,92	897,99	897,96	859,47	38,08	22	22
9	214	2	4	4	0	203	-9	194	70	0	198	0,2689	0,0000	0,2689	897,99	898,00	898,00	861,24	36,35	62	62

Рисунок А.7 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году, ноябрь

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Основное и вспомогательное оборудование

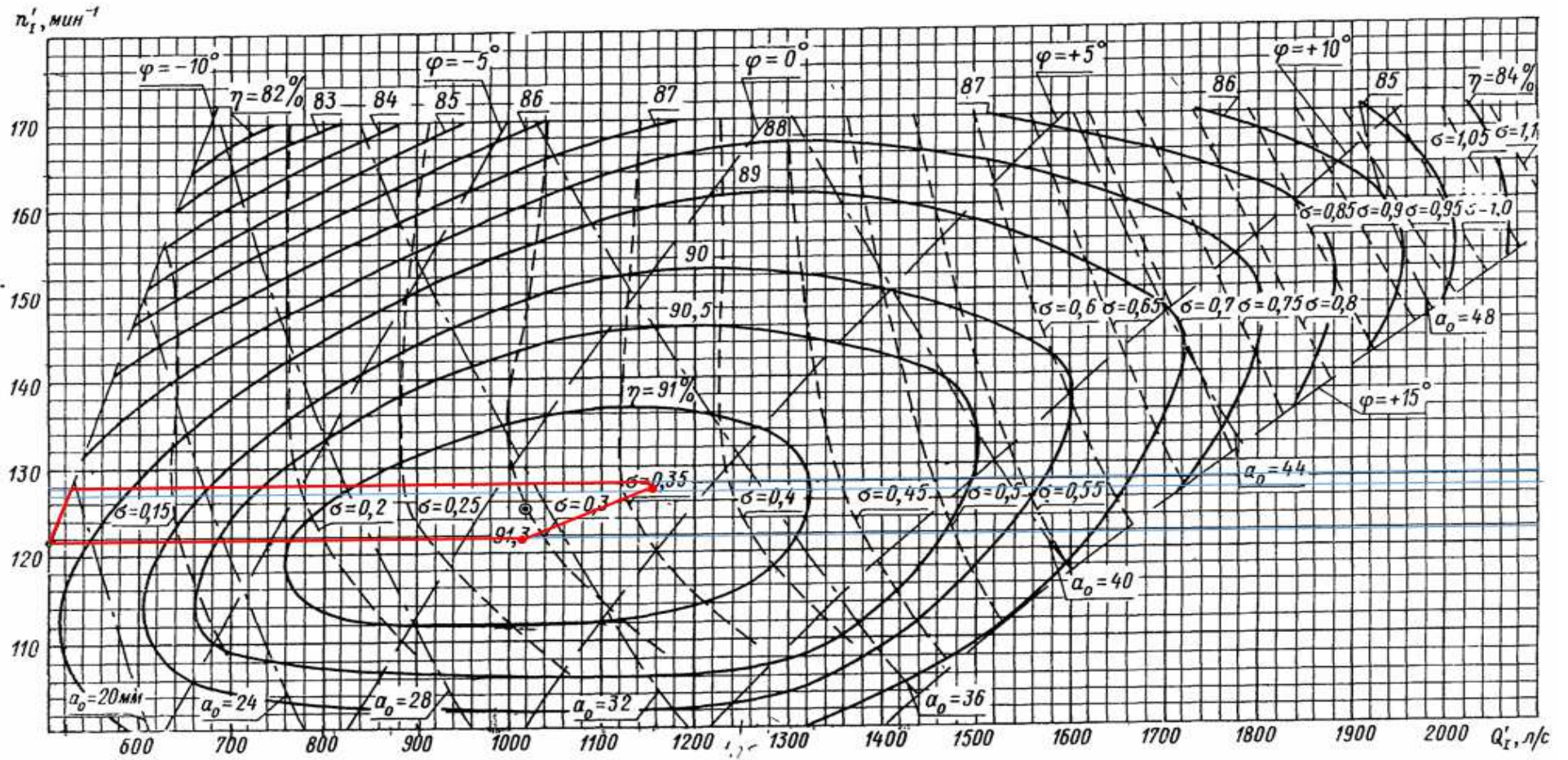


Рисунок Б.1 - Рабочая зона гидротурбины ПЛ40а-В-560

Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D1 гидротурбины ПЛ40а-В

Параметр	Значение							
	1	2	3	4	5	6	7	8
$D_1$ , м	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
$\eta_T$	0,927	0,928	0,929	0,930	0,931	0,932	0,932	0,933
$N_a'$ , кВт	29975,9	38117,6	48449,8	61387,8	75861,4	95258,1	109419,5	120686,6
$z_a'$	4,4	3,5	2,7	2,2	1,8	1,4	1,2	1,1
$z_a$	5	4	3	3	2	2	2	2
$N_a$ , кВт	26600	33250	44333	44333	66500	66500	66500	66500
$\Delta$	1,049	1,051	1,052	1,053	1,054	1,055	1,056	1,056
$n'_{c1}$ , об/мин	238,32	211,59	187,90	167,11	150,47	134,42	125,50	119,55
$n_{c1}$ , об/мин	250	214,3	200	187,5	157,8	136,4	130,4	120
$n'_{1Hmax}$ , об/мин	130,321	125,822	132,234	139,388	130,280	126,061	129,084	124,702
$n'_{1Hр}$ , об/мин	129,030	124,575	130,924	138,007	128,989	124,812	127,805	123,466
$n'_{1Hmin}$ , об/мин	123,740	119,468	125,557	132,349	123,701	119,695	122,566	118,405
$Q'_i \cdot \eta_T$ ( $H_{расч}$ )	1,332	1,311	1,377	1,088	1,322	1,054	0,918	0,832
$Q'_i \cdot \eta_T$ ( $H_{max}$ )	1,175	1,156	1,214	0,959	1,166	0,929	0,809	0,734

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D1 гидротурбины ПЛ40Б-В

Параметр	Значение							
	1	2	3	4	5	6	7	8
$D_1$ , м	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
$\eta_T$	0,922	0,923	0,924	0,926	0,926	0,927	0,928	0,928
$N_a'$ , кВт	31308,5	39814,2	50608,9	64126,6	79249,3	99516,9	114314,4	126088,0
$z_a'$	4,248	3,341	2,628	2,074	1,678	1,336	1,163	1,055
$z_a$	5	4	3	3	2	2	2	2
$N_a$ , кВт	26600	33250	44333	44333	66500	66500	66500,00	66500,00
$\Delta$	1,044	1,046	1,047	1,048	1,049	1,050	1,051	1,051
$n'_{c1}$ , об/мин	241,62	214,53	190,51	169,44	152,58	136,30	127,26	121,22
$n_{c1}$ , об/мин	250	230,8	200	187,5	157,8	136,4	130,4	125
$n'_{1Hmax}$ , об/мин	130,63	135,83	132,54	139,71	130,57	126,34	129,37	130,19
$n'_{1Hр}$ , об/мин	129,33	134,48	131,23	138,32	129,28	125,09	128,09	128,90
$n'_{1Hmin}$ , об/мин	124,03	128,97	125,85	132,65	123,98	119,96	122,84	123,61
$Q'_i \cdot \eta_T$ ( $H_{расч}$ )	1,332	1,311	1,377	1,088	1,322	1,054	0,918	0,832
$Q'_i \cdot \eta_T$ ( $H_{max}$ )	1,175	1,156	1,214	0,959	1,166	0,929	0,809	0,734

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D1 гидротурбины РО45-В

Параметр	Значение							
	1	2	3	4	5	6	7	8
$D_1$ , м	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
$\eta_T$	0,917	0,919	0,920	0,921	0,922	0,923	0,924	0,924
$N_a'$ , кВт	26293,1	33438,9	42508,2	53866,05	66573,21	83604,36	96039,53	105933,8
$z_a'$	5,058	3,977	3,129	2,469	1,998	1,591	1,385	1,256
$z_a$	6	4	4	3	2	2	2	2
$N_a$ , кВт	22166,6	33250	33250	44333,3	66500	66500	66500	66500
$\Delta$	1,049	1,050	1,051	1,053	1,054	1,055	1,056	1,056
$n'_{c1}$ , об/мин	158,82	141,02	125,23	111,39	100,30	89,61	83,66	79,70
$n_{c1}$ , об/мин	166,7	150	130,4	115,4	107,1	93,8	88,2	81
$n'_{1Hmax}$ , об/мин	86,93	88,10	86,24	85,80	88,43	86,70	87,31	84,17
$n'_{1Hр}$ , об/мин	86,07	87,22	85,38	84,95	87,56	85,84	86,45	83,34
$n'_{1Hmin}$ , об/мин	82,540	83,647	81,882	81,471	83,967	82,318	82,904	79,924
$Q'_i \cdot \eta_T$ ( $H_{расч}$ )	1,110	1,311	1,032	1,088	1,322	1,054	0,918	0,832
$Q'_i \cdot \eta_T$ ( $H_{max}$ )	0,979	1,156	0,911	0,959	1,166	0,929	0,809	0,734

# ПРИЛОЖЕНИЕ В

## Технико-экономическое обоснование

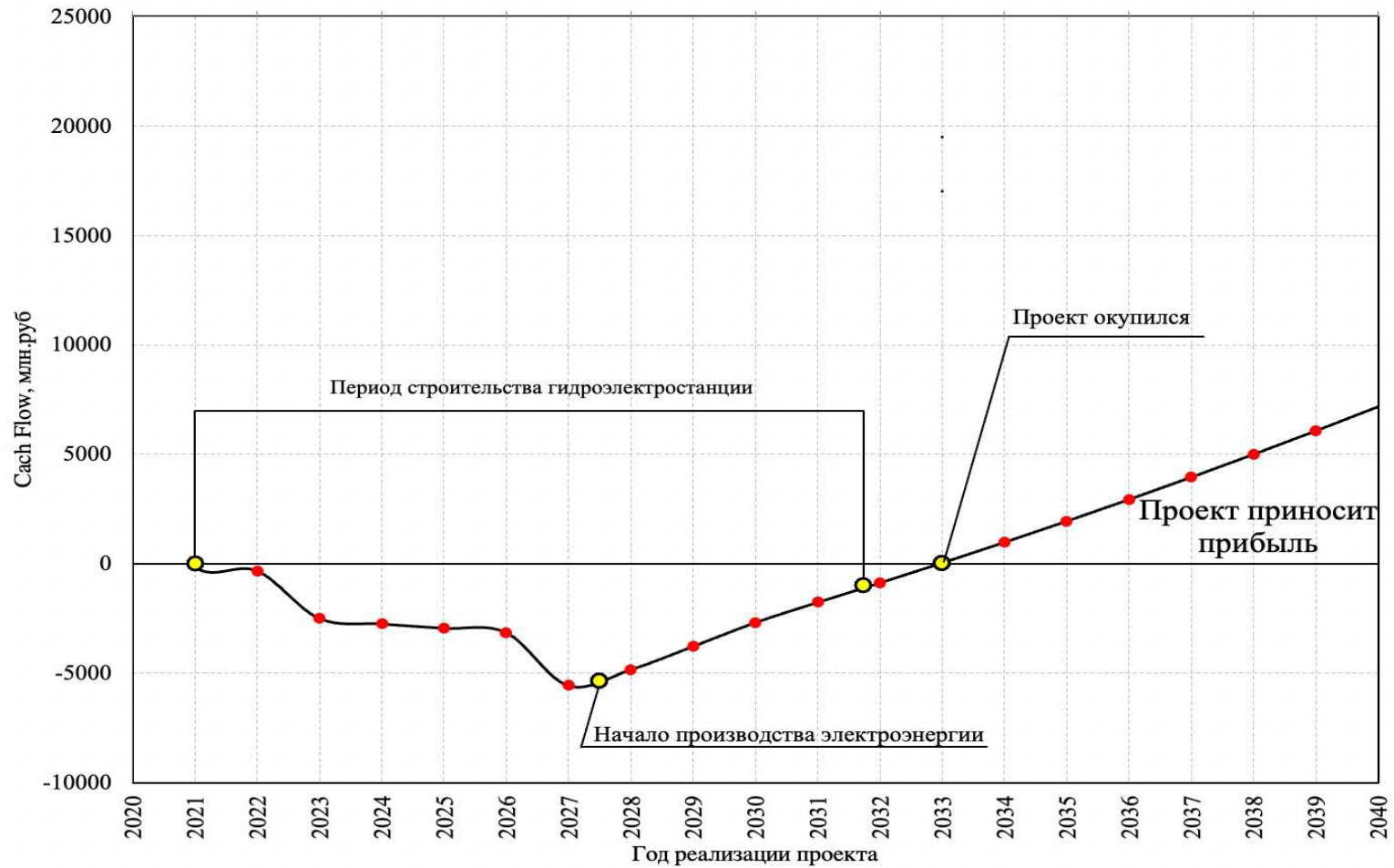


Рисунок В.1 – Укрупнённые этапы реализации проект



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

«17» июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУВИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЛЫЙ  
ЕНИСЕЙ. ЦИФРОВЫЕ УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ  
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ. АЛГОРИТМЫ И УСТАВКИ**

Руководитель	 подпись, дата	<u>зав. кафедрой ГГЭЭС, СШФ СФУ, канд. техн. наук</u>	<u>А.А. Ачитаев</u>
Выпускник	 подпись, дата		<u>А.Е. Баравлёва</u>

Саяногорск; Черемушки 2021



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тувинской ГЭС на реке Малый Енисей. Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зам 07.06.21 С.И. Замале  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. Масинов А.В. Масинов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

16.06.21 А.Т. Мислов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

16.06.21 С.В. Широков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

15.06.21 О.В. Захарова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

15.06.21 М.А. Жуков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

15.06.21 В.А. Караев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

10.06.21 В.В. Манасова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

14.06.21 А.А. Чабанова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия