

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

Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических систем и
электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев

«____» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОКОЛОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОМЬ.
ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ
ДЛЯ ГЭС

Руководитель _____
подпись, дата

Инженер 1-ой категории
филиал ПАО «РусГидро» А.В. Широков
«Саяно-Шушенская ГЭС
им. П.С. Непорожного»

Выпускник _____
подпись, дата

должность, ученая степень И.А. Лукуц

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Соколовской ГЭС на реке Томь. Цифровые двойники. Возможность применения для ГЭС.»

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СОКОЛОВСКОЙ ГЭС.....	6
1 Анализ исходных данных и определение условия функционирования гидроэлектростанции	8
1.1 Природные условия	8
1.1.1 Климат района.....	8
1.1.2 Гидрологические данные	8
1.1.3 Инженерно–геологическое изыскание	9
1.1.4 Сейсмологические условия.....	10
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	10
2 Водно–энергетические расчеты.....	12
2.1 Регулирование стока воды	12
2.1.1 Исходные данные.....	12
2.1.2 Кривые обеспеченности стока.....	12
2.1.3 Выбор расчетного маловодного и средневодного года	13
2.2 Определение установленной мощности на основе водно–энергетических расчетов.....	15
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	15
2.2.2 Водно–энергетические расчеты по условию маловодного года.....	16
2.2.3 Определение установленной мощности Соколовской ГЭС.....	17
2.2.4 Водно–энергетические расчеты по условиям средневодного года ...	17
2.3 Баланс энергии и мощности.....	18
2.3.1 Баланс энергии	18
2.3.2 Баланс мощности	18
3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	20
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов	20
3.1.1 Построение режимного поля	20
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .	21
3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	24
3.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования	26
3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора	26
3.2.2 Расчет вала и подшипников.....	27
3.2.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки (МНУ) и регулятора частоты вращения.....	28
3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала.....	29
4 Электрическая часть	32
4.1 Выбор главной схемы электрических присоединений и схемы собственных нужд.....	32
4.1.1 Выбор силовых трансформаторов.....	32
4.1.2 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения	33

4.1.3	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико–экономического обоснования (ТЭО)	34
4.2	Выбор электротехнического оборудования	34
4.2.1	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме	34
4.2.2	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	37
4.2.3	Выбор силовых выключателей и разъединителей	38
4.2.4	Выбор измерительных трансформаторов.....	39
4.2.5	Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) и заградительных фильтров.....	39
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	40
5.1	Перечень защит основного электрооборудования	40
5.2	Расчет защит и выбор уставок	41
5.2.1	Продольная дифференциальная защита главного генератора ($I_{\Delta G}$).....	41
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора главного генератора ($U_N(U_0)$)	43
5.2.3	Защита от повышения напряжения на главном генераторе ($U_1 >$), ($U_2 >$)	45
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	45
5.2.5	Защита главного генератора от симметричных перегрузок (I_1).....	48
5.2.6	Дистанционная защита ($Z_1 <$), ($Z_2 <$).....	50
5.2.7	Защита главного генератора от перегрузки обмотки ротора (I_p).....	52
5.3	Выбор комплекса защит блока «генератор–трансформатор»	53
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	54
6.1	Состав и компоновка гидроузла	54
6.2	Определение класса сооружений	54
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта	54
6.3.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины	54
6.3.2	Определение ширины водосливного фронта	56
6.3.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	59
6.3.6	Расчет водобойной плиты	60
6.4	Конструирование плотины.....	61
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	61
6.4.2	Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плотины и здания ГЭС швами	62
6.4.3	Быки.....	62
6.4.4	Устой	62
6.4.5	Дренаж тела бетонной водосливной плотины	62
6.4.6	Галереи в теле плотины	63
6.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	65
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	65
6.5.2	Оценка прочности плотины	67
6.5.3	Критерии прочности плотины и ее основания.....	69
6.5.4	Обоснование устойчивости плотины.....	70

7	Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды	72
7.1	Мероприятия по охране труда	72
7.2	Пожарная безопасность	73
7.2.1	Общие требования к пожарной безопасности	73
7.2.2	Пожарная безопасность в кабельных помещениях	75
7.2.3	Безопасность гидротехнических сооружений	76
7.3	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния Соколовского гидроузла	77
7.3.1	Общие сведения о районе строительства	77
7.3.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	78
7.3.4	Отходы, образующиеся при строительстве	80
7.3.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	81
8	Технико–экономические показатели	83
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	83
8.2	Текущие расходы по гидроузлу	83
8.3	Налоговые расходы	85
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	85
8.5	Анализ денежных потоков	86
8.6	Коммерческая эффективность	87
8.7	Бюджетная эффективность	87
8.8	Анализ чувствительности	88
9	Цифровые двойники. Возможность применения для ГЭС	90
9.1	Общие сведения	90
9.2	Использование цифровых двойников на ГЭС	90
9.3	Перспективы применения цифровых двойников в РЗА	91
9.4	Необходимость и возможность применения цифровых двойников в РЗА	93
9.5	Применение цифрового двойника РЗА на этапе эксплуатации ГЭС	94
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	101
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Анализ исходных данных	104
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчеты	105
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	107
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	109
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Нагрузки на водосливную плотину	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Напряжение в контактном сечении «основание-бетон»	112

2 Водно–энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- зависимости отметок нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки верхнего бьефа от объема водохранилища (Табл. 1.1, Рис. 1.1 – 1.2);
- энергосистема – ОЭС Сибири;
- коэффициент мощности: $k_N = 8,8$;
- потери напора в водопроводящих сооружениях: $\Delta h = 0,48$;
- нормальный подпорный уровень Соколовской ГЭС: $\nabla_{НПУ} = 188$ м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Томь за период 1933–1982 гг. (Приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в Табл. 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК, м ³ /с	350	350	350	635	635	635	635	635	635	635	350	350
Сан. пуск, м ³ /с	175	175	175	318	318	318	318	318	318	318	175	175
Фильтрация, м ³ /с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение, м ³ /с	1	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Льдообразование, м ³ /с	20	20	0	-30	-70	0	0	0	0	20	20	20

- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

2.1.2 Кривые обеспеченности стока

Для водно–энергетических расчетов необходимо определить расчетные значения расходов 50% обеспеченности (средневодный год) и 90% обеспеченности (маловодный год). Для этого в первом приближении в период половодья попадают месяцы, у которых расходы больше или равны среднегодовому расходу. Эти расходы ранжируются по убыванию. Далее кривые обеспеченности строятся по эмпирической формуле:

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

где $p(m)$ – обеспеченность стока;

m – порядковый номер элемента ряда расходов, ранжированная по убыванию;

Построим эмпирические кривые обеспеченности среднегодовых расходов, расходов в половодье и расходов в межень (рисунок 2.1).

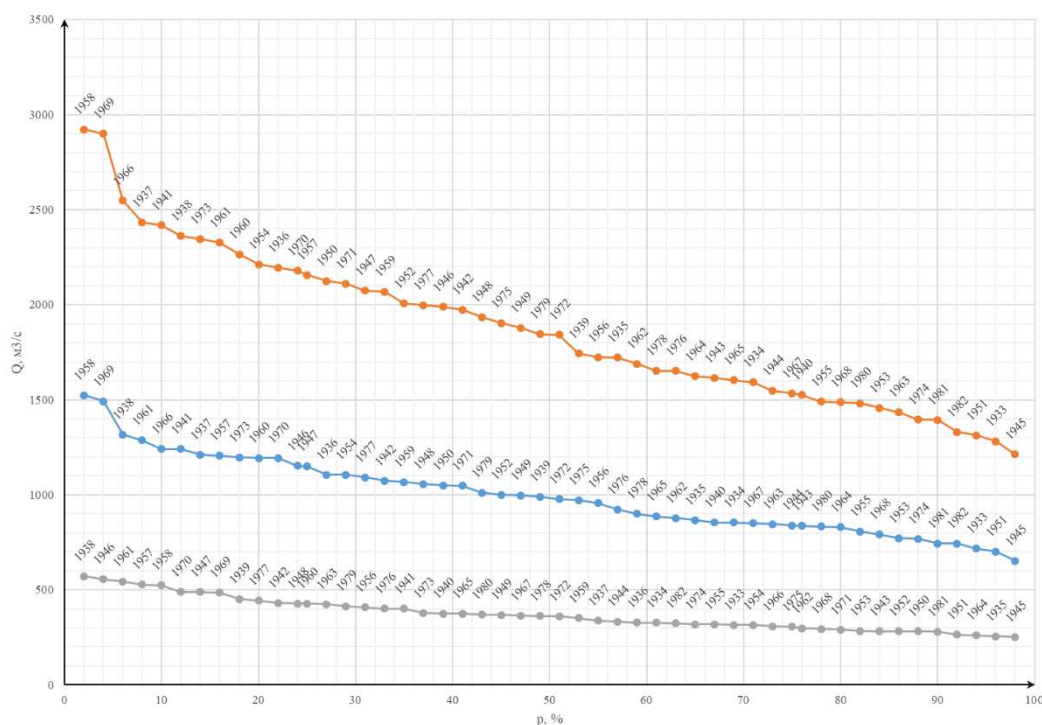


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности стока

2.1.3 Выбор расчетного маловодного и средневодного года

Для данной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует определенный год. По кривой обеспеченности годовых расходов выбираем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1932 и 1979 гг.

Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Среднеполоводное значение для 50% обеспеченности $Q_{п50\%базовое} = 1844$ м³/с – базовое значение.

Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности $Q_{м50\%базовое} = 361$ м³/с.

Исчисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В результате принимаем год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к 1, т.е. тот год, который требует наименьшую корректировку расходов.

- 1939

$$K_M = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1939}} = \frac{361}{453} = 0,8 \quad (2.2)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п 1939}} = \frac{1844}{1743} = 1,06 \quad (2.3)$$

- 1972

$$K_M = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1972}} = \frac{361}{360} = 1,0 \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п} 1972}} = \frac{1844}{1841} = 1,0 \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения равны 1 для 1972 года. В качестве расчетного средневодного года принимаем 1972 год без корректировки.

Рассмотрим маловодный год:

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности соответствует 1981 г. Исчисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м} 1981}}{Q_{\text{м} 1981}} = \frac{280}{280} = 1,0 \quad (2.6)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п} 1981}}{Q_{\text{п} 1981}} = \frac{1394}{1394} = 1,0 \quad (2.7)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1981 г. без корректировки.

Проверяем, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года. Так как расходы не превышают, дополнительных корректировок производить не нужно.

После окончательно определения маловодного и средневодного годов, построим гидрографы на рисунке 2.2 и сведем все данные в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года

Месяц	$Q_{50\%}^t, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{90\%}^t, \text{ м}^3/\text{с}$
	исходный	исходный
январь	200	130
февраль	206	133
март	226	150
апрель	1870	1400
май	2525	1840
июнь	2024	1600
июль	1692	1230
август	1094	900
сентябрь	640	640
октябрь	665	660
ноябрь	314	137
декабрь	270	110
Среднегодовой	977	744

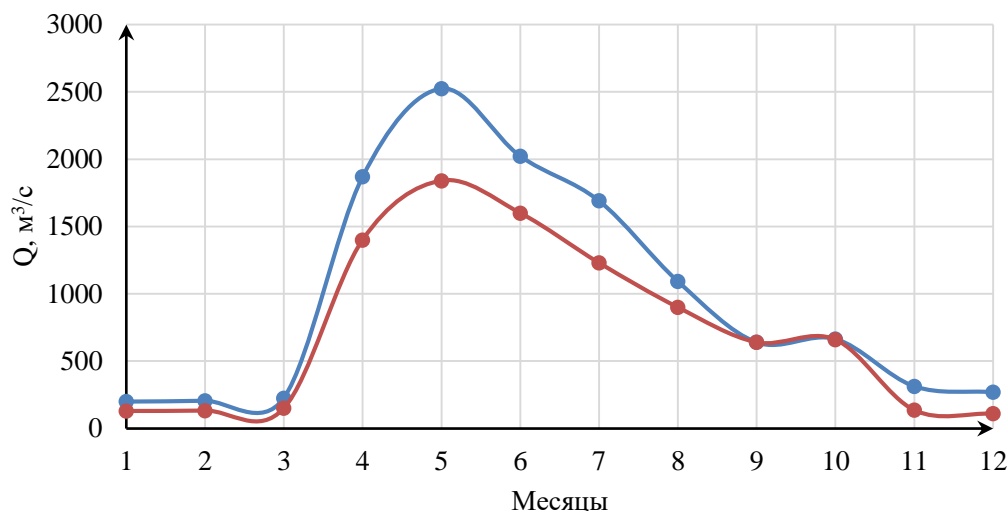


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Определим среднемесячные мощности для маловодного года. Это возможно сделать, имея гидрограф маловодного года, требования ВХК и сведения о потере воды из водохранилища.

Полезный бытовой расход определяется по формуле:

$$Q_{п.быт}^t = Q_{90\%}^t - Q_{и}^t - Q_{л}^t - Q_{ф}^t \quad (2.8)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ – среднемесячный расход маловодного года t -го месяца (Табл. 2.4);

$Q_{и}^t, Q_{л}^t, Q_{ф}^t$ – потери воды из водохранилища: испарение, льдообразование, фильтрация t -го месяца (таблица 2.1);

Напор на ГЭС определяется с учетом потерь, как разность отметок ВБ, который принимается равной отметке НПУ гидроузла и отметки НБ, определяемая по зависимости отметки нижнего бьефа от расхода (Рис. 1.3).

Полезная мощность, вырабатываемая станцией:

$$N_{пол}^t = k_N \cdot Q_{п.быт}^t \cdot H^t \quad (2.9)$$

где H^t – напор, соответствующий расчетному расходу в t -ом месяце.

За первый месяц сработки принимает первый месяц, в котором полезная бытовая мощность становится меньше, чем мощность требования ВХК. Этот месяц - ноябрь. Под регулирование попадают 4 месяца (ноябрь, декабрь, январь, февраль), остальные месяцы работает с мощностью требований ВХК.

Полезная мощность станции, мощность требования ВХК и их разность представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Мощность полезная и мощность требования ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{пол}}^t$, МВт	44	45	60	487	622	536	429	327	241	246	47	36
$N_{\text{ВХК}}^t$, МВт	140	140	140	240	240	240	240	240	240	245	140	140
$N_{\text{пол}}^t - N_{\text{ВХК}}^t$, МВт	-96	-95	-80	246	381	295	188	87	1	1	-93	-104

Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$\sum_{t=1}^{12} (N_{\text{пол}}^t - N_{\text{ВХК}}^t) = 734 \text{ МВт} \quad (2.10)$$

2.2.2 Водно–энергетические расчеты по условию маловодного года

Задачей ВЭР является определение гарантированных мощностей для каждого месяца работы, определение УМО, среднемноголетнюю выработку. На момент начала сработки водохранилище наполнено до уровня НПУ.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}}^t = Q_{\text{п.быт}}^t + Q_{\text{вдхр}}^t \quad (2.11)$$

где $Q_{\text{вдхр}}^t$ – расход воды из водохранилища в t -ом месяце.

Расход воды в нижнем бьефе определяем суммой расхода воды через ГЭС и потери воды из водохранилища через фильтрацию:

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t - Q_{\text{ф}}^t \quad (2.12)$$

При этом расход в нижний бьеф должен быть не меньше расхода по требованию ВХК.

Для определения изменения объема водохранилища используем формулу:

$$\Delta W^t = Q_{\text{вдхр}}^t \cdot t_{\text{мес}} \quad (2.13)$$

где $t_{\text{мес}}$ – число секунд в месяце.

Отметка уровня воды в верхнем бьефе в конце месяца определяется зависимостью отметки ВБ от объема водохранилища (рисунок 1.2).

Напор на ГЭС рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t \quad (2.14)$$

Мощность ГЭС в t -ом месяце:

$$N^t = k_N \cdot Q_{ГЭС}^t \cdot H^t \quad (2.15)$$

Результаты сработки–наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в Приложении Б, таблица Б.1 (для первого приближения) и в Приложении Б, таблица Б.2 (для последнего приближения).

Результатом сработки–наполнения являются:

- гарантированная мощность: $N_{гар} = 390$ МВт;
- отметка уровня мертвого объема: $\nabla_{УМО} = 182,11$ м;
- полезный объем водохранилища: $W_{полезный} = 10,3$ км³;

2.2.3 Определение установленной мощности Соколовской ГЭС

После выбора рабочих мощностей и резервов, посчитаем установленную мощность Соколовской ГЭС.

$$N_{уст}^{проект.ГЭС} = N_{раб}^{дек} + N_{рез}^{проект.ГЭС} = 467 + 40 = 507 \text{ МВт} \quad (2.16)$$

2.2.4 Водно–энергетические расчеты по условиям средневодного года

Задачей ВЭР по условиям средневодного года представляет собой определение среднемноголетней выработки. Для этого необходимо провести расчет по 2 вариантам:

1 вариант: сработка–наполнение по отметкам ВБ;

2 вариант: сработка–наполнение по гарантированной мощности.

Выработка станции в t -ом месяце определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^t = N^t \cdot T_{мес} \quad (2.17)$$

где $T_{мес}$ – число часов в месяце.

Среднемноголетняя выработка определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср.мн.лет}^{ГЭС} = \sum_{t=1}^{12} \mathcal{E}^t \quad (2.18)$$

Итоги расчетов приведены в Приложении Б, таблица Б.3 Сравним среднемноголетние выработки по вариантам для того, чтобы определить наиболее оптимальный вариант сработки–наполнения. Для этого составляем таблицу 2.6:

Таблица 2.6 – Выбор варианта сработки–наполнения

Параметр	1 вариант	2 вариант
Выработка, млн. кВт·ч	2847,3	2851,09

Вариант 2 имеет наибольшую выработку. Поэтому принимаем, что среднегодовая выработка равна 2851,09 млн. кВт·ч.

График сработки–наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.3.

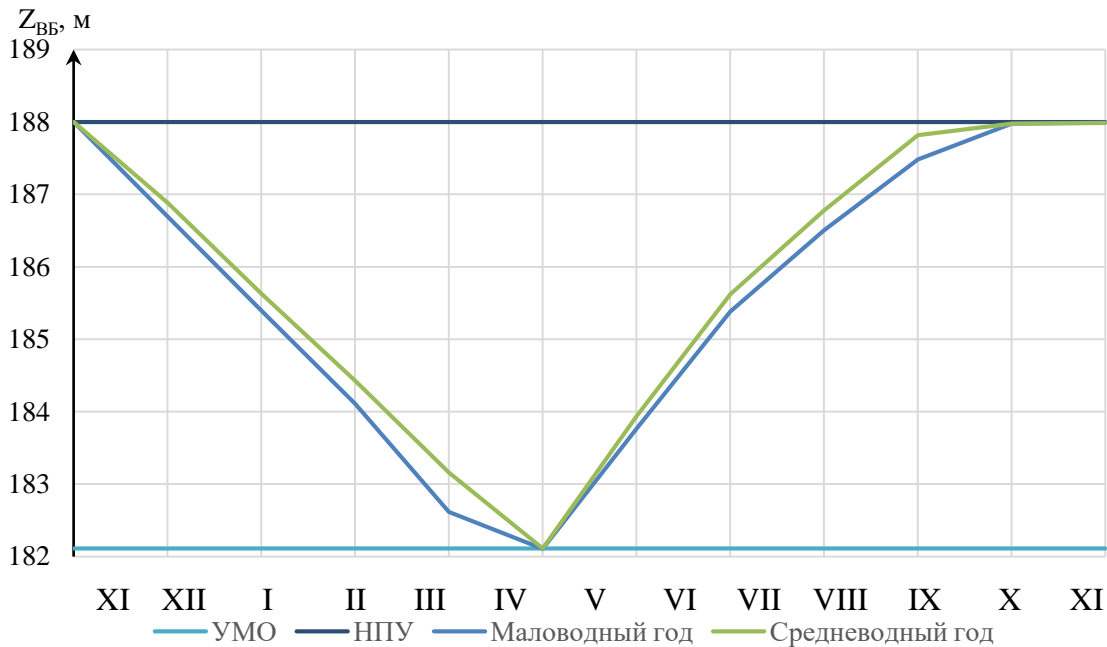


Рисунок 2.3 – График сработки–наполнения водохранилища Соколовской ГЭС

2.3 Баланс энергии и мощности

2.3.1 Баланс энергии

Чтобы построить баланс энергии необходимо знать среднемесячные мощности, требования ВХК, мощности генерации электростанции в ОЭС Востока, среднемесячные мощности ОЭС Востока. Баланс энергии представлен на плакате «Использование водной энергии».

2.3.2 Баланс мощности

Баланс мощности используется для планирования ремонта основного оборудования. Ремонт оборудования ГЭС производится тогда, когда ГЭС не полностью используется в энергосистеме.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.макс.}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{552}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 92 \text{ МВт} \cdot \text{мес} \quad (2.19)$$

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

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.макс}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{467}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 78 \text{ МВт} \cdot \text{мес} \quad (2.20)$$

Ремонтная площадь ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{3305}{6} \cdot 1 = 551 \text{ МВт} \cdot \text{мес} \quad (2.21)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}}$ – рабочая мощность существующих ТЭС.

Для построения баланса мощности энергосистемы составим таблицу (Приложение Б, таблица Б.4). Построение ведется по максимальным мощностям энергосистемы. Баланс мощности ЭС представлен на плакате «Использование водной энергии».

3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле необходимо для определения области допустимых режимов работы проектируемой ГЭС.

Построение этих характеристик выполняется по следующим уравнениям:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{ВБ}(W_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h_{вс} \quad (3.1)$$

где $z_{ВБ}(W_{сраб})$ – отметка уровня верхнего бьефа, которая зависит от объема сработки водохранилища от НПУ до УМО;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня нижнего бьефа, которая зависит от расхода в нижнем бьефе;

$\Delta h_{вс}$ – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы ГЭС:

- ограничение слева является ограничением по ВХК ($Q_{ГЭС}^{min} = 152 \text{ м}^3/\text{с}$);
- ограничение по установленной мощности, определяем уравнением:

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

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую определяем по зависимости:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход ГЭС при расчетном напоре 35,4 м.

Результаты расчета показаны в таблице 3.1. Режимное поле Соколовской ГЭС показана на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Соколовской ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Ограничение по установленной мощности	
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{НБ}^{зима}, \text{ м}$	$H^{НПУ}, \text{ м}$	$H^{УМО}, \text{ м}$	$H^p, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$
0	140,0	48	42	44	1252	46
150	140,9	47	41	43	1309	44
300	141,8	46	40	42	1372	42
450	142,7	45	39	41	1440	40
600	143,5	44	38	40	1516	38

Окончание таблицы 3.1

750	144,3	43	37	39	1646	35
900	145,0	42	37	39		
1050	145,8	42	36	38		
1200	146,4	41	35	37		
1350	147,1	40	35	37		
1500	147,7	40	34	36		
1650	148,3	39	33	35		
1800	148,8	39	33	35		
1950	149,3	38	32	34		
2100	149,7	38	32	34		

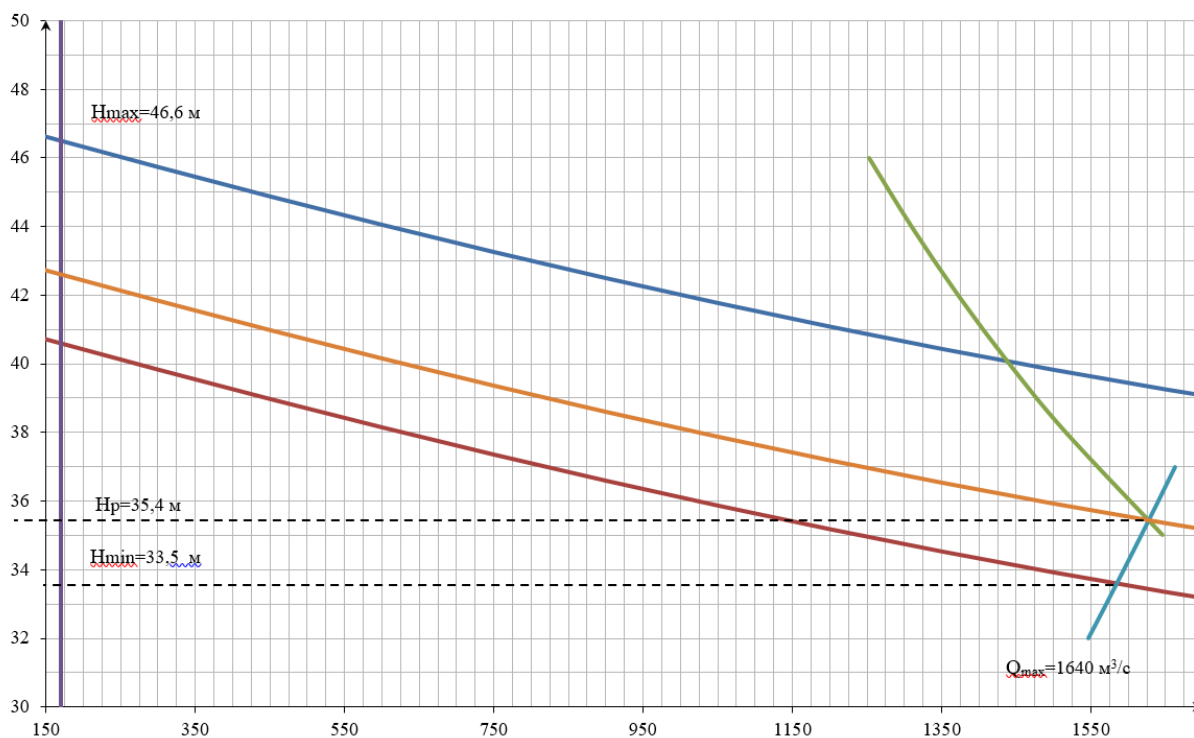


Рисунок 3.1 – Режимное поле Соколовской ГЭС

Из режимного поля определены следующие параметры:

- максимальный напор: $H_{\max}=46,6$ м, при минимальном расходе ГЭС равном 152 м³/с;
- расчетный напор: $H_p=35,4$ м, при максимальном расходе ГЭС равном 1640 м³/с;
- минимальный напор: $H_{\min}=33,5$ м.

Эти параметры необходимы выбора типа гидротурбинного оборудования.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

При минимальном расходе в отметке НПУ получается, максимальный напор 46,6 метра. Поэтому подойдут турбины с максимальным напором до 50 метров.

Из каталога подходят турбины системы поворотной–лопастных, двух типов: ПЛ50-В и ПЛД50-В60.

Используя исходные данные и таблицу 3.2 можно производить расчет. Необходимо задаться диаметрами рабочего колеса в диапазоне 2,8–8,5 м.

Таблица 3.2 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В60
Предельный напор гидротурбины	$H_{пред}, м$	50	50
Диапазон регулирования	$H_{мин}/H_{max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{opt}, мин^{-1}$	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{opt}, л/с$	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,916	0,910
Максимальный приведенный расход	$Q'_{max}, л/с$	1500	1650
Коэффициент кавитации при максимальном приведенном расходе	$\sigma(Q'_{max})$	0,6	0,6
Диаметр рабочего колеса модели	$D_{1м}, м$	0,46	0,35
Напор на модельной турбине	$H_m, м$	12	5
Температура воды испытаний модельной турбины	$t_m, ^\circ C$	21	16

Далее рассчитывается КПД натурной гидротурбины для каждого диаметра по формуле:

$$\eta_n = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_n}{v_m}} \right] \quad (3.4)$$

где η_n, η_m – КПД натурной и модельной гидротурбины;

$\varepsilon = 0,75$ – коэффициент, выражающий отношение потерь трения жидкости к гидравлическим потерям;

$D_1, D_{1м}$ – диаметры натурных и модельных рабочих колес;

H_p^N, H_m – напоры расчетный при установленной мощности и модельной гидротурбины соответственно;

v_n, v_m – коэффициенты кинематической вязкости натурной и модельной гидротурбины, зависящие от температуры.

Мощность одного агрегата вычисляется по формуле:

$$N'_{ГА} = 9,81 \cdot Q'_{p.m.} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_m \cdot \eta_z^{cp} \quad (3.5)$$

где $Q'_{p.m.}$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_z^{cp} – средний КПД гидрогенератора.

Приведенное число гидроагрегатов:

$$Z'_{ГА} = \frac{N_{усм}^{ГЭС}}{N'_{ГА}} \quad (3.6)$$

Для того чтобы определить уточненную мощность агрегата, нужно принять уточненное число агрегатов $Z_{ГА}$, т.е. приведенное число агрегатов округлить до большего целого числа.

Отсюда уточненная мощность агрегата:

$$N_{ГА} = \frac{N_{усм}^{ГЭС}}{Z_{ГА}} \quad (3.7)$$

Поправка на приведенную частоту вращения от перехода от модели к натуре:

$$\Delta_p = \frac{\eta_m}{\eta_{м}} \quad (3.8)$$

Расчетная синхронная частота вращения вычисляется по формуле:

$$n'_c = n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta_p} \cdot \frac{1}{D_1} \quad (3.9)$$

где n'_{1p} – приведенная частота вращения в расчетной точке.

Расчетная синхронная частота вращения округляют до ближайшего большего в ряде значения n_c .

Приведенная частота вращения вычисляется для максимального, расчетного и минимального напоров по формуле:

$$n'_{1max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta_p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta_p}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{1min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta_p}} \quad (3.12)$$

Результаты расчетов представлены в Приложении В, таблица В.1.

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа ПЛ50-В-500, ПЛ50-В-560, ПЛ50-В-600, ПЛ50-В-630, ПЛД50-В60-500, ПЛД50-В60-560, ПЛД50-В60-600, ПЛД50-В60-630.

Данный выбор связан с тем, что число агрегатов проектируемой ГЭС должно выбираться кратным 2 или 3, что упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает условия и снижает затраты при проведении его ремонта.

После предварительного выбора необходимо построить рабочую зону работы гидротурбины. Для этого нужно найти расчетную и максимальную точки, которые рассчитывается при помощи уравнения:

$$Q'_1 \cdot \eta_H = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_r^{cp}}}, \quad (3.13)$$

$$Q'_{1max} \cdot \eta_H = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^N \cdot \sqrt{H_{max}^N \cdot \eta_r^{cp}}} \quad (3.14)$$

Для ПЛД50-В60-500:

$$Q'_1 \cdot \eta_{HT} = \frac{63400}{9,81 \cdot 5^2 \cdot 35,4 \cdot \sqrt{35,4 \cdot 0,97}} = 1,265 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q'_1 = 1,425 \text{ м}^3/\text{с}; \eta_{HT} = 0,888,$$

$$Q'_{1max} \cdot \eta_{HT} = \frac{63400}{9,81 \cdot 5^2 \cdot 46,6 \cdot \sqrt{46,6 \cdot 0,97}} = 0,837 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q'_{1max} = 0,931 \text{ м}^3/\text{с}; \eta_{HT} = 0,9$$

Для остальных гидроагрегатов сведем расчеты в таблицу В.2.

Для построения рабочей зоны работы гидротурбины необходимо учесть минимальный расход, отпускаемый в НБ. В данном проекте это расход на ВХК. Число агрегатов принимаем $z_a=1$, для обеспечения сан. попуска.

Приведенный минимальный расход при максимальном напоре:

$$Q'_{max.сан} = \frac{Q_{min}}{z_{ГА} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p} \cdot H_{max}} \quad (3.15)$$

Приведенный минимальный расход при минимальном напоре:

$$Q'_{min.сан} = \frac{Q_{min}}{z_{ГА} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p} \cdot H_{min}} \quad (3.16)$$

Все результаты сведены в таблицу В.3

На основе проведенных расчетов к дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины ПЛ50-В-630, ПЛД50-В60-600, т.к. расположение зон работы данных гидротурбин наиболее оптимально. ГУХ с отмеченной зоной работы представлена в Приложении В, рисунок В.1, В.2.

3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Чтобы определить отметку РК нужно учесть её бескавитационную работу. Поэтому отметка рабочего колеса:

$$\nabla z_{pk} = \nabla z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s \quad (3.17)$$

где $\nabla z_{HB}(Q_{HB})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода в нижнем бьефе;

H_S – высота отсасывания.

Расчетное значение H_S опр. одного из трех неблагоприятных режимов работы турбины, т.е. в режиме работы, при котором возникает кавитация:

- 1) Работа 1 агрегата с $N_{уст}$ при $H_{расч}$;
- 2) Работа 1 агрегата с $N_{уст}$ при H_{max} ;
- 3) Работа 1 агрегата с H_{min} и соотв. ему N на линии ограничения.

Расчет для первого режима работы:

$$Q_{(1)} = Q'_{1расч} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p^N} \quad (3.18)$$

Высота отсасывания:

$$H_{S(1)} = 10,3 - \frac{\nabla z_{HB}(Q_{(1)})}{900} - H_p^N \cdot \sigma_{(1)} - 1,5 \quad (3.19)$$

Для гидротурбины ПЛ50-В-630: $H_p = 35,4$ м; $N_{арп} = 84500$ кВт

$$H_S = 10,3 - \frac{141,91}{900} - 0,33 \cdot 35,4 - 1,5 = -3,01 \text{ м}$$

Расчет для второго режима работы:

$$Q_{(2)} = Q'_{1max} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max}} \quad (3.20)$$

Высота отсасывания:

$$H_{S(2)} = 10,3 - \frac{\nabla z_{HB}(Q_{(2)})}{900} - H_{max} \cdot \sigma_{(2)} - 1,5 \quad (3.21)$$

Для гидротурбины ПЛ50-В-630: $H_{max} = 46,6$ м; $N_{арп} = 84500$ кВт

$$H_S = 10,3 - \frac{141,1}{900} - 0,16 \cdot 46,6 - 1,5 = 1,22 \text{ м}$$

Расчет для третьего режима работы:

$$Q_{(3)} = Q'_{1min} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min}} \quad (3.22)$$

Высота отсасывания:

$$H_{S(3)} = 10,3 - \frac{\nabla z_{HB}(Q_{(3)})}{900} - H_{max} \cdot \sigma_{(3)} - 1,5 \quad (3.23)$$

Для гидротурбины ПЛ50-В-630: $H_{\min} = 33,5$ м; $N_{\text{арп}} = 84500$ кВт

$$H_s = 10,3 - \frac{142}{900} - 0,325 \cdot 33,5 - 1,5 = -2,22 \text{ м}$$

Заглубление рабочего колеса для гидротурбин ПЛ50-В-630 и ПЛД50-В60-600:

$$\nabla Z_{\text{РК1}} = \nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{(1)}) + H_{S(1)} = 141,91 - 3,01 = 138,90 \text{ м}, \quad (3.24)$$

$$\nabla Z_{\text{РК2}} = \nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{(2)}) + H_{S(2)} = 141,67 - 2,80 = 137,87 \text{ м}, \quad (3.25)$$

Сведем все данные в таблицу результатов 3.3:

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Турбина	$D_1, \text{м}$	z_a	$n_{\text{с1}},$ об/мин	$N_{\text{арп}},$ кВт	$H_{S1},$ м	$H_{S2},$ м	$H_{S3},$ м	$Z_{\text{РК}}^{\min}, \text{м}$	Наличие серийного генератора
ПЛ50-В-630	6,3	6	115,4	84500	-3,01	1,22	-2,22	138,90	СВ-1070/145-52
ПЛД50-В60-600	6	6	115,4	84500	-2,80	2,78	-1,69	138,87	СВ-1070/145-52

Из двух, принятых в рассмотрение вариантов выбрана турбина ПЛД50-В60-600, что обусловлено следующим:

1. Высота отсасывания обеспечивает min заглубление рабочего колеса.
2. На данную турбину подобран серийный генератор.
3. Турбина имеет наименьший диаметр.
4. Расположение рабочей зоны находится в зоне максимальных η .

3.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для выбора гидрогенератора необходимо знать следующие данные: частота вращения, мощность агрегата и число пар полюсов.

Число пар полюсов:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{125} = 24 \quad (3.26)$$

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

n – частота вращения агрегата.

По каталогу выбираем гидрогенератор СВ-1070/145-50.

Технические данные гидрогенератора представлены в таблице 3.4:

Таблица 3.4 – Технические данные гидрогенератора

Тип		СВ-1070/145-52
мощность номинальная	полная, МВА	100
	активная, МВт	80
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		115,4
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора, А		4180
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1300
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		190
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное x_d	1,1
	переходное x'_d	0,34
	сверхпереходное x''_d	0,22
индуктивное сопротивление обратной последовательности x_2		0,22
емкость обмотки статора, мкФ		0,7

3.2.2 Расчет вала и подшипников

Расчет вала ведется по крутящим нагрузкам. Крутящий момент на валу:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N_{ГА}}{n_c} = 0,00974 \cdot \frac{84500}{115,4} = 7,13 \text{ МН} \cdot \text{м} \quad (3.27)$$

Отсюда наружный диаметр вала:

$$D_B^* = \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{7,13}{33} \right)^{0,33} = 1,03 \text{ м} \quad (3.28)$$

где $[\tau_{доп}] = 33$ – допустимое скручивающее усилие на валу.

Наружный диаметр вала принимаем $D_B = 1,1$ м.

Направляющий подшипник выбирается по критерию работоспособности.

Для этого необходимо узнать радиальную силу на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N_{грп}}{n_c \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{84500}{115,4 \cdot 6} = 97,6 \text{ кН} \quad (3.29)$$

Рассмотрим кольцевой подшипник. Диаметр вала под подшипник принимается $d_{п} = 1,115$ м; высота подшипника $h_{п} = 0,4$ м;

Удельное давление для кольцевого подшипника равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} = \frac{97,6}{1,115 \cdot 0,4} = 218,8 \text{ кПа} \quad (3.30)$$

Допустимое удельное давление:

$$[p_{уд}] = 29 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} \right) = 29 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 115,4 \cdot 1,115}{30} \right) = 390,6 \text{ кПа} \quad (3.31)$$

$p_{уд} < [p_{уд}]$, условие выполняется, значит, подшипник подходит.

Рассмотрим сегментный подшипник:

Для данного подшипника при $D_B = 1,1$ м, принимается $Z_{сегм} = 8$.

Усилие на наиболее загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos 2\alpha} = \frac{97,6}{(1+2 \cos(45)+2 \cos(2 \cdot 45))} = 40,4 \text{ кПа} \quad (3.32)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ \quad (3.33)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{сегм} = \frac{0,87 \cdot \pi \cdot d_{п}}{Z_{сегм}} = \frac{0,87 \cdot 3,14 \cdot 1,115}{8} = 0,38 \text{ м} \quad (3.34)$$

Удельное давление на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} = \frac{97,6}{0,38 \cdot 0,4} = 640,1 \text{ кПа} \quad (3.35)$$

Допустимое удельное давление:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} \right) = 50 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 115,4 \cdot 1,115}{30} \right) = 666,9 \text{ кПа} \quad (3.36)$$

Условие $p_{уд} < [p_{уд}]$ выполняется. В результате расчета подшипников выбираем сегментный подшипник.

3.2.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки (МНУ) и регулятора частоты вращения

Для управления открытием НА и углом поворота лопастей РК, для смазки подпятника необходимо иметь на гидроэлектростанции масляное хозяйство. Комплекс состоит из МНУ, регулятора частоты вращения, маслохранилища, трубопроводов и насосов для перекачки масла. МНУ состоит из гидроаккумулятора маслонасосного агрегата и аппаратуры автоматики.

Для турбины Соколовской ГЭС в каталоге была выбрана следующая МНУ: МНУ 8/1-40-8-2 (масса: 12,3 т), в которой включены:

- Гидроаккумулятор ГА 8/1-40 (емкость 8 м³; 1 сосуд)
- Маслонасосный агрегат МА8-2 (емкость 8 м³)
- Насос: 3В40/40ГТ (2 шт.; $Q = 8,9$ л/с; $N = 53$ кВт);
- Двигатель: 4А225М4 (2 шт.; $N = 55$ кВт; масса: 6,3 т);

3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

Для определения геометрических размеров проточной части, необходимо произвести расчет СК, отсасывающей трубы. Для турбины ПЛ50-В60-600 принимается круглая СК с углом обхвата $\varphi_{\text{сп}} = 345^\circ$.

Высота направляющего аппарата и высота статора соответственно:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 6 = 2,25 \text{ м} \quad (3.37)$$

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 2,27 \text{ м} \quad (3.38)$$

Затем по справочным таблицам в соответствии с D_1 выбираем основные размеры статора:

$$D_a = 9,25 \text{ м}; D_b = 8 \text{ м}; D_4 = 9,65 \text{ м}; R = 0,5 \text{ м}; h = 0,46 \text{ м}$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 2,27 + 2 \cdot 0,46 = 3,19 \text{ м} \quad (3.39)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры определяем по справочным зависимостям $v_{\text{сп}} = f(H)$, и принимаем:

$$v_{\text{сп}} = 5,05 \text{ м/с}$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 278,5 \cdot \frac{345}{360} = 266,9 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.40)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{сп}}} = \frac{266,9}{5,05} = 52,85 \text{ м}^2 \quad (3.41)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{52,85}{3,14}} = 4,1 \text{ м} \quad (3.42)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a = R_4 + \sqrt{r_{\text{вх}}^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \frac{9,65}{2} + \sqrt{4,1^2 + \left(\frac{3,19}{2}\right)^2} = 8,6 \text{ м} \quad (3.43)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a + p_{\text{вх}} = 8,6 + 4,1 = 12,7 \text{ м} \quad (3.44)$$

Значение зависимости входного сечения:

$$\frac{\varphi}{c} = a - \sqrt{a^2 - p_{\text{вх}}^2} = 8,6 - \sqrt{8,6^2 - 4,1^2} = 1,04 \quad (3.45)$$

При принятом значении:

$$\varphi_{\text{вх}} = \frac{345}{360} = 0,958 \quad (3.46)$$

$$\frac{1}{c} = \frac{1,04}{0,958} = 1,085 \quad (3.47)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 3.5

Таблица 3.5 – Расчет спиральной камеры

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\varphi, ^\circ$	-	-	м	м	м ²	х, м	х ² , м ²	р ² , м ²	р, м	а, м	Р, м
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 + [3]$	$\frac{[4] - (\frac{H_1}{2})^2}{(\frac{H_1}{2})^2}$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$\frac{[8] + (\frac{H_1}{2})^2}{(\frac{H_1}{2})^2}$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
345	0,958	1,040	10,034	7,490	2,737	3,777	14,262	16,807	4,100	8,602	12,701
330	0,917	0,995	9,598	7,054	2,656	3,650	13,326	15,870	3,984	8,475	12,459
315	0,875	0,949	9,161	6,617	2,572	3,522	12,403	14,947	3,866	8,347	12,213
300	0,833	0,904	8,725	6,181	2,486	3,390	11,495	14,039	3,747	8,215	11,962
285	0,792	0,859	8,289	5,745	2,397	3,256	10,600	13,144	3,626	8,081	11,706
270	0,750	0,814	7,853	5,309	2,304	3,118	9,721	12,265	3,502	7,943	11,445
255	0,708	0,769	7,416	4,872	2,207	2,976	8,856	11,400	3,376	7,801	11,177
240	0,667	0,723	6,980	4,436	2,106	2,830	8,006	10,550	3,248	7,655	10,903
225	0,625	0,678	6,544	4,000	2,000	2,678	7,172	9,716	3,117	7,503	10,620
210	0,583	0,633	6,108	3,564	1,888	2,521	6,354	8,898	2,983	7,346	10,329
195	0,542	0,588	5,671	3,127	1,768	2,356	5,551	8,095	2,845	7,181	10,026
180	0,500	0,543	5,235	2,691	1,640	2,183	4,765	7,309	2,704	7,008	9,712
165	0,458	0,497	4,799	2,255	1,502	1,999	3,996	6,540	2,557	6,824	9,381

Т.к. для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Недостающий участок плавно продляется до 0° . Полученная зависимость показана на рисунке 3.2.

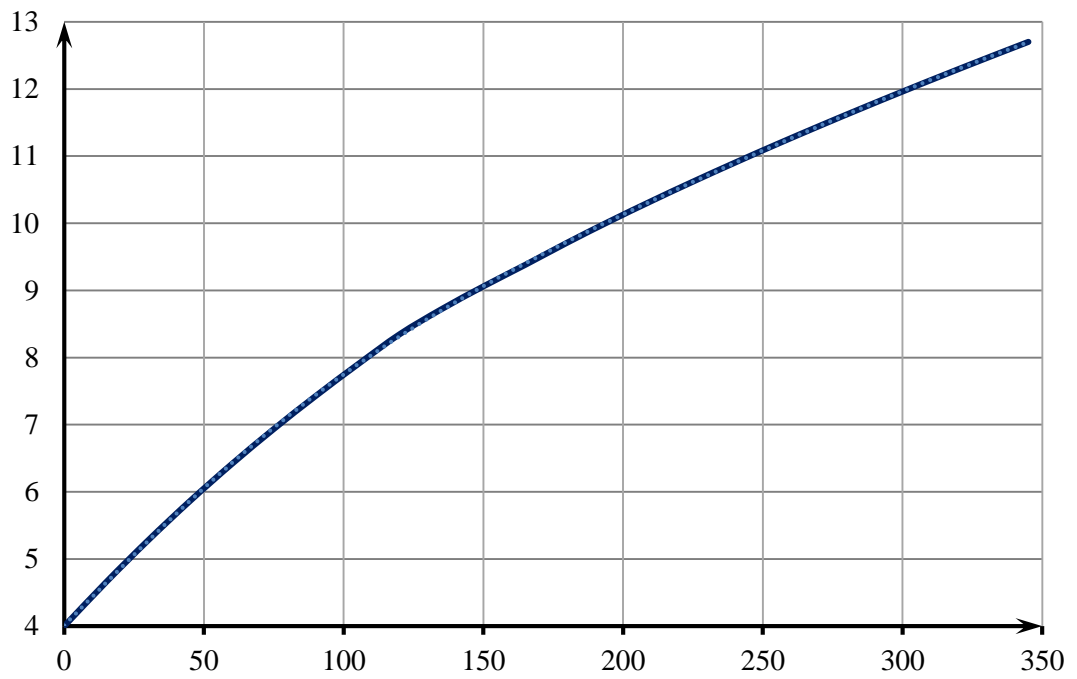


Рисунок 3.2 – График зависимости $R = f(\varphi)$

Проточная часть гидроагрегата представлена на рисунке 3.3.

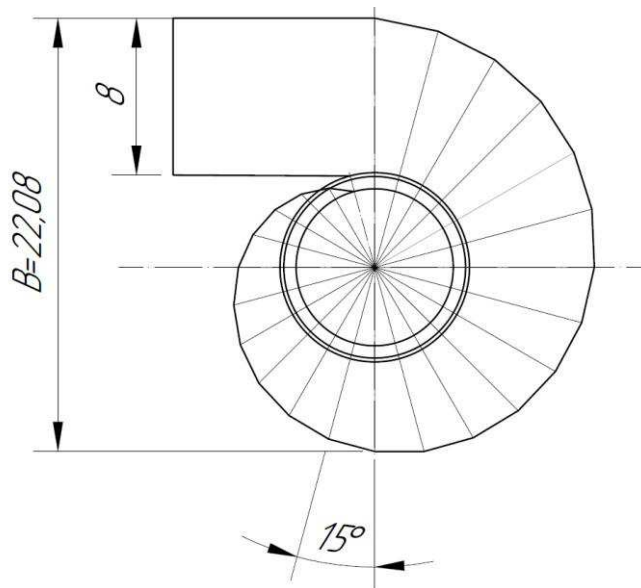


Рисунок 3.3 – Проточная часть гидроагрегата Соколовской ГЭС

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических присоединений и схемы собственных нужд

4.1.1 Выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы выбираются в зависимости от компоновки главной схемы ГЭС. Для Соколовской ГЭС с числом агрегатов, равному 6, для максимальной надежности передачи электроэнергии рассмотрим вариант – схему с одиночными блоками.

1) Для одиночного блока представим структурную схему, которая представлена на рисунке 4.1:

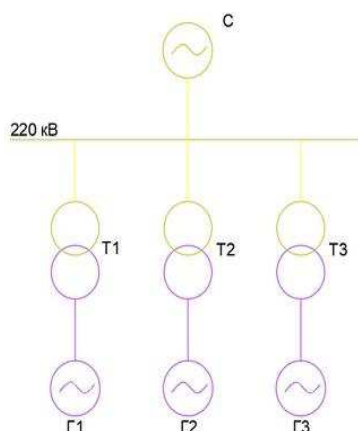


Рисунок 4.1 – Структурная схема обычного блока

Рассчитаем мощность собственных нужд для ГЭС:

$$P_{\text{СН}}^{\text{станции}} = P_{\text{установленная}} \cdot 0,01 = 507 \cdot 0,01 = 5,07 \text{ МВт} \quad (4.1)$$

где $P_{\text{установленная}}$ – установленная мощность ГЭС.

По полученному значению выбирается трансформаторы собственных нужд: ТСЗ – 6300/13,8/6,3 и ТСЗ – 6300/6,3/0,4, их параметры представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Параметры ТСЗ – 2000/13,8/6,3 и ТСЗ – 2000/6,3/0,4

Наименование величины	Обозначение	ТСЗ – 6300/13,8/6,3	ТСЗ – 6300/6,3/0,4
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	6,3	6,3
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$, кВ	13,8	6,3
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$, кВ	6,3	0,4
Потери активной мощности	ΔP , кВт	11,8	11,5
Потери активной мощности на	ΔP_x , кВт	3,6	3,1
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	0,5	0,3
Напряжение короткого замыкания	ΔU_k , %	8	5

Мощность силового трансформатора:

$$S_T = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\text{ном}}} = \frac{80 - 5,07}{0,8} = 94 \text{ МВт} \quad (4.2)$$

где $P_{\text{ген}}$ – активная мощность генератора.

По каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбираем ТДЦ-125000/220, параметры которого представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	85,5
Номинальное напряжение высшей	$U_{\text{вн}}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей	$U_{\text{ин}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	10,5
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	380
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{х}}$	кВт	135
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,5

4.1.2 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения

Количество отходящих линий:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{\text{нат}}/\cos\varphi_{\text{с}}} + 1 = \frac{501,93}{135/0,8} + 1 = 4 \quad (4.4)$$

Выбираем провод марки АС-400/51. Каталожные данные представлены в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Параметры провода марки АС-400/51

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Удельное активное сопротивление	$r_{\text{уд}}$	Ом/км	0,073
Удельное реактивное сопротивление	$x_{\text{уд}}$	Ом/км	0,42
Предельно допустимый ток	$I_{\text{доп}}$	А	825

Проверим провод по нагреву. Для нормального режима работы:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{501930}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 329,3 \text{ А} \quad (4.5)$$

Для аварийного режима работы (отключается одна линия):

$$I_{\text{авар}} = \frac{P_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{501930}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 439,1 \text{ А} < I_{\text{доп}}. \quad (4.6)$$

Принимаем провод марки АС-400/51, так как провод проходит по условию нагрева.

4.1.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического обоснования (ТЭО)

Чтобы выбрать схему, необходимо произвести технико-экономическое обоснование. Выбирается тот, у которого приведенные затраты будут меньше.

Капиталовложения:

$$K = K_T \cdot n + K_{CH} \cdot m + K_{PY} \cdot t = 166467700 \cdot 6 + 53523500 \cdot 3 + 17600000 \cdot 11 = 1352976700p \quad (4.7)$$

Потери холостого хода и нагрузочные (переменные) потери в ТДЦ-125000/220 соответственно равны:

$$\Delta W_{XX} = n \cdot \Delta P_x \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8728,5 = 1178,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.8)$$

где $t_{раб} = 8728,5$ ч – время работы трансформатора в зависимости от T_{max} .

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{\Delta P_K}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{max} = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{87,4}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 446,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.9)$$

$$\text{где } \tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч}$$

Издержки:

$$И = \sum n \cdot \frac{0,6 \cdot \Delta W_{XX} + 0,9 \cdot \Delta W_{\Pi}}{100} = 3 \cdot \frac{0,6 \cdot 1190 + 0,9 \cdot 316}{100} = 33,275 \text{ тыс. руб.} \quad (4.10)$$

Приведенные затраты:

$$З_1 = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 1352976700 + 33275 = 203 \text{ млн. руб.} \quad (4.11)$$

4.2 Выбор электротехнического оборудования

4.2.1 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

Для производства расчета токов 3 фазного и 1 фазного кз в главной схеме Соколовской ГЭС используем программный комплекс RastrWin3.

Рассмотрим 4 ситуации:

1) Трехфазное короткое замыкание на вводе генератора Г1, представленное на рисунке 4.3;

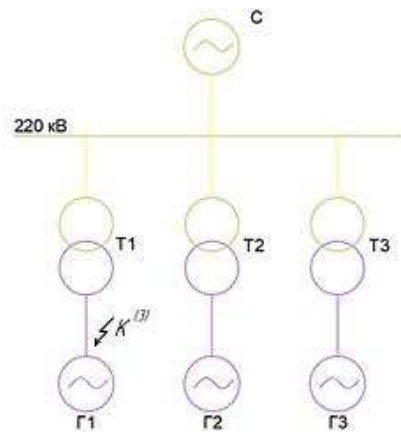


Рисунок 4.3 - Трехфазное короткое замыкание на вводе генератора Г1

2) Трехфазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 220 кВ, представленное на рисунке 4.4;

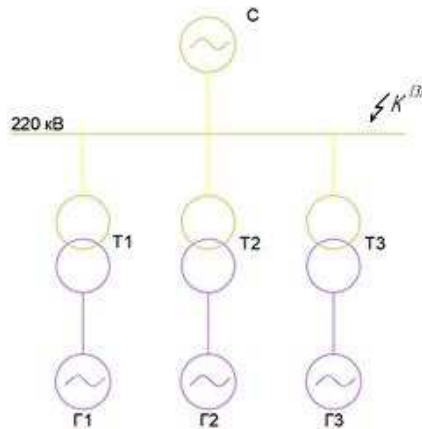


Рисунок 4.4- Трехфазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 220 кВ

3) Однофазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 220 кВ, представленное на рисунке 4.5;

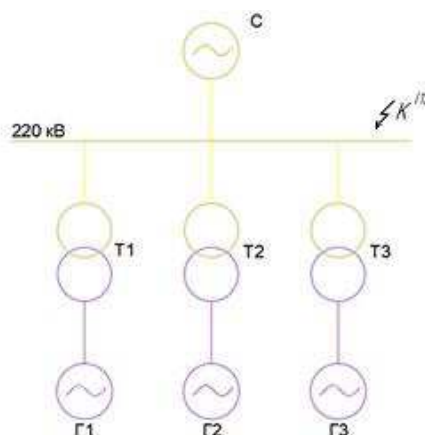


Рисунок 4.5 - Однофазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 220 кВ

Для этого создаем файл формата .rst «динамика.rst» для расчета несимметрии и токов КЗ.

Заносим в таблицу Узлы/Несим/ИД узлы схемы и ср. напряжение в узлах, представленное на рисунке 4.6.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input checked="" type="checkbox"/>			у	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		14
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		14
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г4		14
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Г5		14
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Г6		14
7	<input type="checkbox"/>			у	7	В1		14
8	<input type="checkbox"/>			у	8	В2		14
9	<input type="checkbox"/>			у	9	В3		14
10	<input type="checkbox"/>			у	10	В4		14
11	<input type="checkbox"/>			у	11	В5		14
12	<input type="checkbox"/>			у	12	В6		14
13	<input type="checkbox"/>			у	13	КРУЭ		242
14	<input type="checkbox"/>			у	14	Система		242

Рисунок 4.6 – Таблица Узлы/Несим/ИД

В таблице Ветви/Несим/ИД соединяем узлы схемы и вводим сопротивления, коэффициенты трансформации, представленное на рисунке 4.7.

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Кт/г
1	<input checked="" type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		1	7		Г1 - В1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		2	8		Г2 - В2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		3	9		Г3 - В3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		4	10		Г4 - В4							
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		5	11		Г5 - В5							
6	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		6	12		Г6 - В6							
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		7	13		В1 - КРУЭ	0,71	51,54					17,536
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		8	13		В2 - КРУЭ	0,71	51,54					17,536
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		9	13		В3 - КРУЭ	0,71	51,54					17,536
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		10	13		В4 - КРУЭ	0,71	51,54					17,536
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		11	13		В5 - КРУЭ	0,71	51,54					17,536
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		12	13		В6 - КРУЭ	0,71	51,54					17,536
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		13	14		КРУЭ - Система							

Рисунок 4.7 – Таблица Ветви/Несим/ИД

В таблице Генераторы/Несим заносим сопротивления и ЭДС, представленное на рисунке 4.8.

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input checked="" type="checkbox"/>		1	Система	14	25,904	488,033	25,904	488,033	25,904	488,033	242,000
2	<input type="checkbox"/>		2	Г1	1	0,030	0,419	0,030	0,419	0,030	0,419	13,800
3	<input type="checkbox"/>		3	Г2	2	0,030	0,419	0,030	0,419	0,030	0,419	13,800
4	<input type="checkbox"/>		4	Г3	3	0,030	0,419	0,030	0,419	0,030	0,419	13,800
5	<input type="checkbox"/>		5	Г4	4	0,030	0,419	0,030	0,419	0,030	0,419	13,800
6	<input type="checkbox"/>		6	Г5	5	0,030	0,419	0,030	0,419	0,030	0,419	13,800
7	<input type="checkbox"/>		7	Г6	6	0,030	0,419	0,030	0,419	0,030	0,419	13,800

Рисунок 4.8 – Таблица Генераторы/Несим

После задания исходных данных производим расчет токов короткого замыкания, представленный на рисунке 4.9, 4.10 и 4.11.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1					19,1197	-85,98
2				3ф							
3				1ф							

Рисунок 4.9 – Таблица Состав/Несим: расчет токов трехфазного короткого замыкания на вводе Г1

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1
1		1	1	3ф	13					16,4263	-89,14	
2				3ф								
3				3ф								

Рисунок 4.10 – Таблица Состав/Несим: расчет токов трехфазного короткого замыкания на сборных шинах КРУЭ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1		1	1	1ф	13					8,1801	-89,13			8,1801	-89,13			8,1801	-89,13
2				3ф															
3				3ф															

Рисунок 4.11 – Таблица Состав/Несим: расчет токов однофазного короткого замыкания на сборных шинах КРУЭ

Значение полного тока однофазного КЗ на сборных шинах КРУЭ:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot I_{1,\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot 8,18 = 24,54 \text{ кА} \quad (4.20)$$

Время затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_a^{(3)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,17}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,012} = 0,045 \text{ с} \quad (4.21)$$

Сведем рассчитанные токи короткого замыкания в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет токов короткого замыкания

Тип КЗ	Номер узла	I _{по} , кА	i _y , кА
3 фазное	1	19,12	53,27
3 фазное	13	16,43	41,36
1 фазное	13	24,54	64,29

4.2.2 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Для выбора электрических аппаратов необходимо рассчитать токи рабочего режима. Токи аварийного режима - это токи короткого замыкания и ударные токи.

Рабочий максимальный ток генератора:

$$I_{max.раб.ген} = 1,05 \cdot I_{ном.ген} = 1,05 \cdot 4,19 = 4,4 \text{ кА} \quad (4.22)$$

Рабочий максимальный ток ВН трансформатора:

$$I_{max.раб.тр.} = 1,05 \cdot I_{ном.тр.} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,31 \text{ кА} \quad (4.23)$$

Тепловой импульс, выделяемым током короткого замыкания:

$$B_{K,расч} = I_{по}^2 \cdot (t_{выкл} + t_{рзиа}) \quad (4.24)$$

$$B_{K,ном} = I_t^2 \cdot t_t \quad (4.25)$$

где $t_{выкл}$ – время срабатывания выключателя;

$t_{рзиа} = 0,01$ с - время срабатывания релейной защиты и автоматики;

I_t – ток термической стойкости;

$t_t = 3$ с – время протекания термической стойкости.

4.2.3 Выбор силовых выключателей и разъединителей

Выбор выключателей и разъединителей представлен в таблицах 4.6, 4.7, 4.8, 4.9.

Таблица 4.6 - Выбор генераторного выключателя для генераторов

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ВГГ-15/50-6300
$U_{сети.ген} \leq U_{ном.выкл}$	13,8 кВ	15 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	4,19 кА	6,3 кА
$I_{по} \leq I_{откл.выкл}$	19,12 кА	50 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	53,27 кА	130 кА
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	176,68 кА ² ·с	7500 кА ² ·с
Изготовитель	ЗАО «Электроаппарат» (Чебоксары)	

Таблица 4.7 - Выбор генераторного разъединителя для генераторов

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры РВРЗ-10/4000 МУЗ
$U_{сети.ген} \leq U_{ном.выкл}$	13,8 кВ	20 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	4,19 кА	8 кА
$I_{по} \leq I_{откл.выкл}$	19,12 кА	100 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	53,27 кА	250 кА
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	176,68 кА ² ·с	48875 кА ² ·с
Изготовитель	ЗАО «ЗЭТО» (Великие Луки)	

Таблица 4.8 – Выбор ячейки КРУЭ

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ЯГГ-220
$U_{сети} \leq U_{ном}$	220 кВ	220 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	4,4 кА	4,5 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	24,54 кА	40 кА
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	176,68 кА ² ·с	11907 кА ² ·с
Изготовитель	ЗАО «ЗЭТО»	

Таблица 4.9 - Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Модель	Тип подключения	Мощность
Анализатор	АПКЭ-1	0,5	55
Синхронизатор	АС-М	0,5	20
Суммарная мощность			75 ВА

4.2.4 Выбор измерительных трансформаторов

Трансформаторы напряжения необходимы для преобразования параметров электрической цепи в удобные для измерений. К ним подключаются терминалы измерений, терминалы релейной защиты и автоматики. Выбор тр-ров тока и напряжения представлен в таблицах 4.10 и 4.11.

Таблица 4.10 - Выбор тр-ра тока и напряжения на генераторном напряжении

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ТШВ 15Б/0,2/10Р-125000/5
$U_{\text{сети.ген}} \leq U_{\text{ном}}$	13,8 кВ	15 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	3760 А	8000 А
Изготовитель	ООО «Завод электротехнического оборудования»	

Таблица 4.11 - Выбор тр-ра напряжения на генераторном напряжении

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ЗНОЛ-15
$U_{\text{сети.ген}} \leq U_{\text{ном}}$	13,8 кВ	15 кВ
Изготовитель	ОАО «Свердловский завод».	

4.2.5 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) и заградительных фильтров

Для КРУЭ 220 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-220УХЛ1 с полимерной внешней изоляцией. Изготовитель: ООО «АС Энергия». Выбираем конденсатор связи типа КСА-220-3,2 УХЛ1 емкостью 3,2 нФ. Изготовитель: ООО «УралКомЭнерго» и ВЧ-заградитель типа ВЗ-400-0,25 УХЛ1 индуктивностью 0,25 мГн. Изготовитель: ЗАО НПП «Электронные информационные системы» (Екатеринбург).

5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

5.1 Перечень защит основного электрооборудования

В соответствии с [23] по мощности и напряжению гидрогенератора, трансформаторов и линии принимаем к установке следующие виды защит.

На главном гидрогенераторе СВ – 1070/145-52:

- 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 (АР) без потери возбуждения генератора;
- Защита от АР при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- УРОВ генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 125000/220/13,8:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Контроль изоляции выводов.

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению

- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 220кВ:

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ предусматривается УРОВ 220кВ.

5.2 Расчет защит и выбор уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита главного генератора (IAG)

Продольная дифф. защита ген-ра является основной быстродействующей защитой от междуфазных КЗ в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется 3 фазной и подключается к тр-рам тока в линейных выводах статора генератора и к тр-рам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 4190 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 5000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{СР.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H \quad (5.2)$$

где K_H – коэффициент надежности.

Уставка начального тока срабатывания: $I_{СР.0} = 0,2 \cdot I_H$

1) Найдем коэффициент торможения:

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{max}} \quad (5.3)$$

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

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в главных выводах при внешнем коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{max}} = \frac{E''_{\text{Г}}}{x''_{\text{д}}} \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.4)$$

где $E''_{\text{Г}}$ – сверхпереходная ЭДС генератора;

$x''_{\text{д}}$ – сверхпереходное сопротивление генератора.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{КТ}}^{(3)}} = \frac{1900 \cdot 2}{19000} > 0,2 \quad (5.5)$$

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

2) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР*}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,3} = 0,7. \quad (5.6)$$

3) Тормозной ток должен выполнять условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{СР*}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,3} = 0,7. \quad (5.7)$$

Принимаем значение уставки тормозного тока равным $B = 1,5$.

Построим характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора (рисунок 5.1).

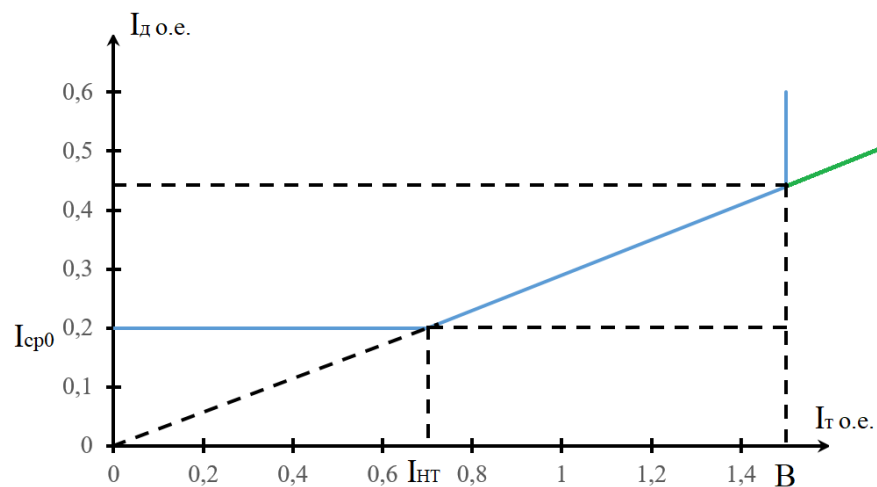


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора главного генератора ($U_N(U_0)$)

Защита обеспечивает охват обмотки статора в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена из двух органов напряжения:

1) Первый орган реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Подключается к измерительным трансформаторам напряжения на главных выводах. Отстраивают от действующего значения напряжения нулевой последовательности.

Для расчета уставок первого органа защиты, составим схему замещения, которая представлена на рисунке 5.2.

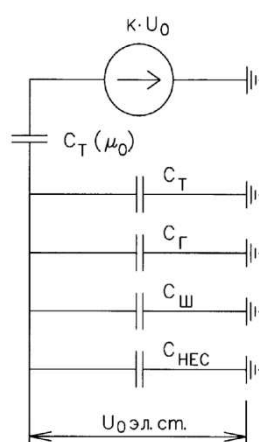


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения нулевой последовательности

Найдем напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ} \quad (5.8)$$

где $U_{\text{НОМ.ВН}}$ – номинальное напряжение трансформатора на высшей стороне

Найдем суммарную емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,9 + 0,012 + 0,08 + 0,35 = 1,342 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (5.9)$$

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

C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{\text{Ш}}$ – емкость шинпровода по отношению к земле.

Суммарный емкостной ток в сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{НОМ.Г}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 10,1 \text{ А} \quad (5.10)$$

где $U_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальное линейное напряжение генератора;

ω – угловая частота сети.

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} \quad (5.11)$$

где k – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора,

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора.

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = 0,5 \cdot 46573 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,342} = 206 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{206}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 1,36 \text{ В} \quad (5.12)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата;

$n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и выключателя, останов турбины и сброс АРЗ.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313 \% \quad (5.13)$$

Орган защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 500 мс действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.2.3 Защита от повышения напряжения на главном генераторе (U1>), (U2>)

Защита подключается к измерительным трансформаторам напряжения на главных выводах генератора.

1) Уставка защиты U2>:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{ном.г}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.14)$$

2) В дополнение к первой защите на генераторе установлен второй орган, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки. Уставка защиты U1>:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.15)$$

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

5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I₂)

Защита предназначена для устранения недопустимых перегрузок ген-ра токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных КЗ и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных КЗ в самом ген-ре.

Защита реагирует на отн. ток обратной последовательности I_{*2}:

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H} \quad (5.16)$$

где I₂– ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,
I_H– номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I₂ характеризуется выражением:

$$t_{доп} = \frac{A}{I_{*2}^2} \quad (5.17)$$

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

Защита следующие органы органов:

1) Сигнальный орган ($I_{2\text{СИГН}}$) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени. Принимаем уставку сигнального органа: $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_N$

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18 \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_N} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15 \quad (5.19)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_N \quad (5.20)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 888 \text{ с} \quad (5.21)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.22)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} \quad (5.23)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1 и на рисунке 5.3.

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	20	56	80	125	222	500

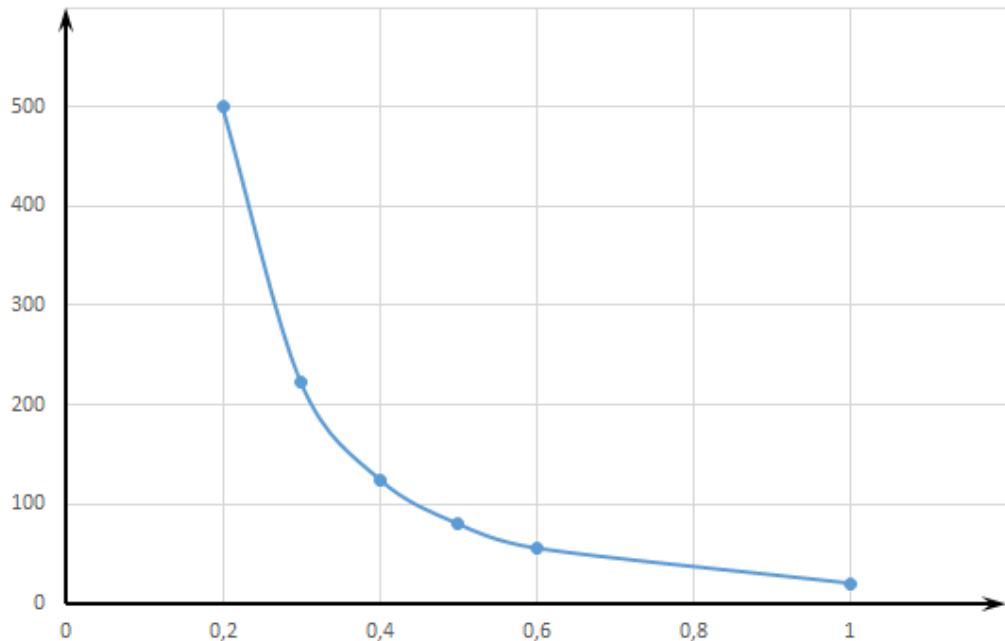


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания ИО защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$x_{d\text{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,23 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 70,7 \quad (5.24)$$

где $x_{d\text{ВН}}''$ - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 67,7 \quad (5.25)$$

где $x_{2ВН}$ – сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2С.З.*} = \frac{1}{1,3 (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 (67,7 + 0,088 + 0,038)} = 0,0057 \text{ о. е} \quad (5.26)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.З.*}^{(2)} = 2 I_{2С.З.*} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 2 \cdot 0,0057 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,199 \text{ о. е} \quad (5.27)$$

где x_T – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

5.2.5 Защита главного генератора от симметричных перегрузок (I_1)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора. Защита подключается к ТТ в нулевых выводах. Выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше уставки и действующий на сигнал.

Уставка сигнального органа:

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

где K_H^C – коэффициент надежности сигнального органа.

Выдержка времени срабатывания сигнального органа 0,9 с.

2) Пусковой орган, срабатывает без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и действует на пуск ИО.

Уставка пускового органа:

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

где $K_H^П$ – коэффициент надежности пускового органа.

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Допустимая длительность симметричных перегрузок в генераторе

представлена в таблице 5.2. Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.2 – Допустимая длительность симметричных перегрузок в генераторе

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2	2,2
Длительность, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

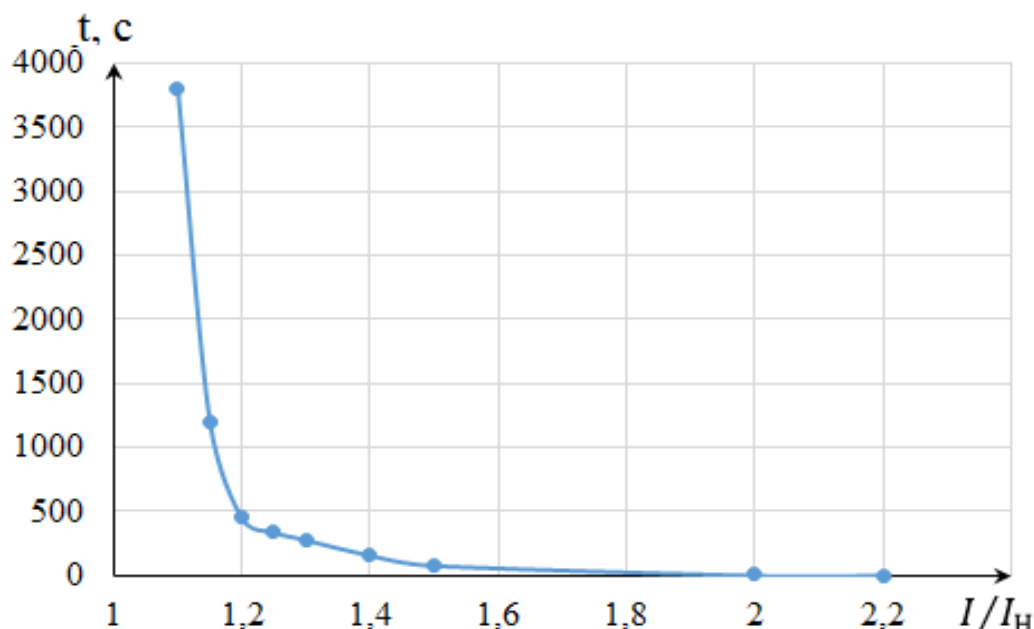


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ} \quad (5.30)$$

ТО выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В} \quad (5.31)$$

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

5.2.6 Дистанционная защита ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$)

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с.

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 80,8 + \frac{0,8}{4} \cdot 22,59 = 69,2 \text{ Ом} \quad (5.32)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление тр-ра, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

В отн. единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{u_{k\%} \cdot S_{\text{НОМ.Г}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_{Л} \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Г}}}{U_{ВН}^2} = 0,8 \cdot \frac{0,138 \cdot 100}{125} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{100}{242^2} \cdot 22,59 = 0,096 \quad (5.33)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,096 \cdot 1,9 = 0,182 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{100} = 1,9 \text{ Ом} \quad (5.35)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,182 \cdot \frac{\frac{5000}{13,8}}{0,1} = 1,32 \text{ Ом} \quad (5.36)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,32 \text{ Ом}$.

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

1) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается $\Delta Z = 30 - 40 \frac{\text{Ом}}{\text{с}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4180} = 1,91 \text{ Ом} \quad (5.37)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,74 - 0,95}{1,1} = 2,3 \quad (5.38)$$

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,3} = 0,41 \text{ о. е.} \quad (5.39)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,3} = 0,37 \quad (5.40)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 68,3^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,41}{1,1} = 0,37 \text{ о. е.} \quad (5.41)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,37 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,7 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,7 \cdot 5000/5}{13800/100} = 5,07 \text{ Ом} \quad (5.43)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 5,07 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,20 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,76 \text{ Ом}$.

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

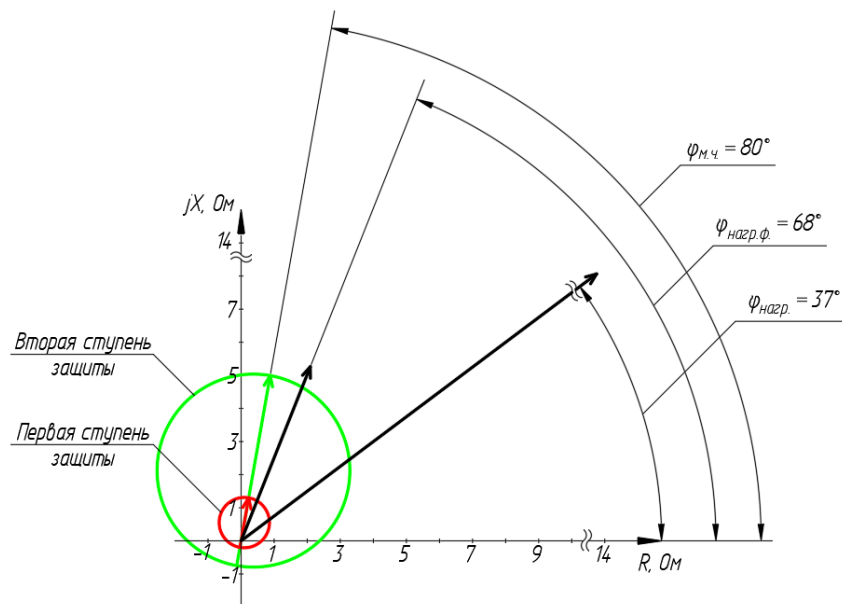


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита главного генератора от перегрузки обмотки ротора (I_p)

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 действием на сигнал. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.44)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.45)$$

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

Допустимая длительность перегрузок обмотки ротора представлена в таблице 5.3 и на рисунке 5.6.

Таблица 5.3 – Допустимая длительность перегрузок обмотки ротора

Кратность перегрузки	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

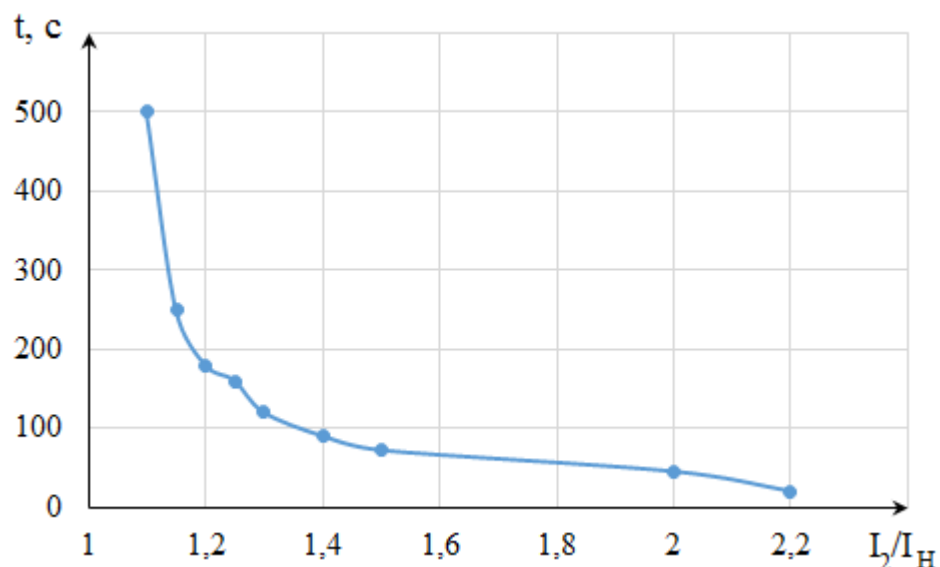


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания интегрального органа

4) Токовая отсечка, срабатывающая с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка срабатывания органа токовой отсечки:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.46)$$

С выдержкой времени 3,0 с защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

5.3 Выбор комплекса защит блока «генератор–трансформатор»

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА».

ЭКРА 300 предоставляет широкий спектр возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав Соколовского гидроузла входят:

- здание ГЭС;
- бетонная глухая плотина;
- бетонная водосливная плотина с водогасящими сооружениями;
- комплексное распределительное устройство элегазовое (КРУЭ);
- производственно-технический комплекс (ПТК);
- и другие здания и сооружения.

6.2 Определение класса сооружений

Класс сооружений определяется по критериям, определяемым в СНиП [25]. Критерии выбора класса ГТС и выбор класса ГТС представлен в таблице 2.2. Коэффициент надежности для сооружений II класса [25]: $\gamma_n = 1,2$.

6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

6.3.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня бетонной плотины $\nabla_{ГБП}$ принимают по формуле:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_s \quad (6.1)$$

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в ВБ.

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас для II класса, $a = 0,7$ м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 2120}{9,81 \cdot 24} = 0,00756 \text{ м} \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, рассчитываемый по формуле 4;

V_w – расчетная скорость ветра на высоте 20 м над уровнем воды, м/с;

L – длина разгона волны, м;

α – угол м/у продольной осью водохранилища и направлением ветра;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 20) \cdot 10^{-7} = 21 \cdot 10^{-7} \quad (6.4)$$

$$d = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}}{2} = \frac{188,0 - 140,0}{2} = 24 \text{ м} \quad (6.5)$$

Определить высоту волны 1% обеспеченности для основного случая:

1. Вычислить безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

2. Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определить параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

Затем, используя меньшие полученные значения, вычислить средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

Результаты приведены в таблице 6.1:

Таблица 6.1 – Определение средней высоты волны и среднего периода волны

$\frac{gL}{V_w^2} = 51,993$		$\frac{gt}{V_w} = 10594,8$	
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0142$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,39$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,092$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,38$
$\bar{h} = 0,58 \text{ м}$	$\bar{T} = 2,83 \text{ с}$		

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{2,83^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 12,5 \text{ м} \quad (6.6)$$

4. Проверяем, выполняется ли условие условной расчетной глубины:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d \quad (6.7)$$

$$24 > 6,25$$

5. Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 2,09 \cdot 0,58 = 1,2 \text{ м} \quad (6.8)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [25, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

6. Превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,2 + 0,00756 + 0,7 = 1,9 \text{ м} \quad (6.9)$$

7. За отметку гребня бетонной плотины принимаем:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 188,0 + 1,9 = 189,9 \text{ м} \quad (6.10)$$

6.3.2 Определение ширины водосливного фронта

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

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов.

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку ГВ, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе. Определяется это поэтапно.

Первый этап: Определение ширины водосливного фронта.

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$.

Определим основной и поверочный расходы, отметки НБ и напоры в таблице 6.2.

Таблица 6.2. – Значение расходов и отметок для обеспеченностей 0,1 и 1%

Обеспеченность	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$\nabla_{НБ}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$
Основной, 1 %	4708	152,48	12,48
Поверочный, 0,1%	5426	152,60	12,60

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p, \text{осн}} = Q_{\text{max осн}} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} \quad (6.11)$$

где n – количество проектируемых ГА

$Q_{\text{max.осн}} = 4708 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расчетный расход для основного расчетного случая;

$Q_{\text{агр}} = 272,9 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход через 1 агрегат.

При основном и поверочном расходах напор на сооружении больше чем минимальный напор на турбину, поэтому:

$$Q_{p, \text{осн}} = 4708 - (6 - 1) \cdot 272,9 = 2470,1 \text{ м}^3/\text{с}$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 6 \cdot 12,48 = 74,9 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.12)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 74,9 = 93,6 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.13)$$

где $h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 152,48 - 140 = 12,48 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\text{max осн}}$;

$[v_h] = 6 \text{ м/с}$ – допустимая скорость на рисберме для скального основания.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{q_B} = \frac{2470,1}{93,6} = 26,4 \text{ м} \quad (6.14)$$

Принимаем $n = 2$ кол-во пролетов шириной $b=15$ метров, тогда $B = 30 \text{ м}$.
Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_6 \geq (0,2 \div 0,25) \cdot b, \quad (6.15)$$

$$\delta_6 \geq (0,2 \div 0,25) \cdot 15 \text{ м},$$

$$\delta_6 \geq (3 \div 4) \text{ м}$$

Выбираем бык с $\delta_6 = 4 \text{ м}$.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 15 \cdot 2 + (2 - 1) \cdot 4 = 34 \text{ м} \quad (6.16)$$

6.3.3 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2470,1}{0,49 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,3 \text{ м} \quad (6.17)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода.

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (6.18)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле ;

σ_n - коэффициент подтопления, предполагаем что подтопления нет.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{11,3}{15} = 0,91$$

где b – ширина одного пролёта,

ε – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива.

$$H_{02} = \left(\frac{2470,1}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} \quad (6.19)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине,

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса,

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{2470,1}{(188,0 - 140,0) \cdot (30 + 1 \cdot 4)} = 1,51 \text{ м/с} \quad (6.20)$$

$$H = 12 - \frac{1,1 \cdot 1,51^2}{2 \cdot 9,81} = 11,87 \text{ м}$$

Округляем до целого стандартного значения $H_{ст} = 12 \text{ м}$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{ст} = 188,0 - 12 = 176,0 \text{ м} \quad (6.21)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 176,0 + 1,6 \cdot 12 = 195,2 \text{ м} \quad (6.22)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{ГБ} = 195,2 \text{ м} \quad (6.23)$$

6.3.4 Проверка на пропуск поперечного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяем расход поперечного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_p = Q_{\text{мах. пов.}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{агр}} \quad (6.24)$$

где n – количество проектируемых ГА

$$Q_{p,пов} = 5426 - (6 - 1) \cdot 265,9 - 873,4 = 3223,1 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.25)$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{p,пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3223,1}{0,49 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 13,5 \text{ м} \quad (6.26)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{p,пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3223,1}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 14,4 \text{ м} \quad (6.27)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0пов} = \frac{Q_{p,пов}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} = \frac{3223,1}{(189,0 - 140,0) \cdot (30 + 4)} = 1,93 \text{ м/с} \quad (6.28)$$

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

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha \cdot v_{0пов}^2}{2g} = 14,4 - \frac{1,1 \cdot 1,93^2}{2 \cdot 9,81} = 14,2 \text{ м} \quad (6.29)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{пов} = 176,0 + 14,2 = 190,2 \text{ м} \quad (6.30)$$

Принимаем отметку ФПУ=190,2 м.

6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим параметры гидравлического прыжка. Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + (n-1)\delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2470,1^2}{(30 + (2-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 8,4 \text{ м} \quad (6.31)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна} = 188,0 - 140,0 = 48 \text{ м} \quad (6.32)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{48}{8,4} = 5,7 \quad (6.33)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,35 \cdot 8,4 = 2,94 \text{ м} \quad (6.34)$$

$$h''_c = \xi_{c''} \cdot h_{кр} = 2,17 \cdot 8,4 = 18,3 \text{ м} \quad (6.35)$$

Так как $h''_c = 18,3 \text{ м} > h_{НБ} = 12,48 \text{ м}$, прыжок отогнанный.

6.3.6 Расчет водобойной плиты

Водобой ориентирован для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и выполняется в виде ж/б плиты. Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплывания. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского. Длина прыжка:

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 18,3 - 2,94) = 79,6 \text{ м} \quad (6.36)$$

Длина водобоя:

$$l_B = (0,75 \div 1) \cdot l_{пр} = 0,75 \cdot 79,6 = 59,7 \text{ м}, \quad (6.37)$$

$$t_B = 0,1 \cdot V_{сж} \cdot \sqrt{h_c'} \quad (6.38)$$

где $V_{сж}$ – скорость потока в сжатом сечении:

$$V_{сж} = \frac{q}{h_c'} = \frac{72,7}{2,94} = 24,7 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.39)$$

$$t_B = 0,1 \cdot 24,7 \cdot \sqrt{2,94} = 4,2 \text{ м}$$

6.3.7 Расчет водобойной стенки

Расчёт высоты водобойной стенки нст. проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом: рассчитывают высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h_c'' - H_{ст} \quad (6.40)$$

где $H_{ст}$ - напор над водобойной стенкой

$$H_{ст} = \left(\frac{q_c}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left(\frac{72,7}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 72,7^2}{2 \cdot 9,81 (1,1 \cdot 14,5)^2} = 11,8 \quad (6.41)$$

$$q = \frac{Q_p}{B+(n-1) \cdot \delta} = \frac{2470,1}{30+1 \cdot 4} = 72,7 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.42)$$

Высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma h_c'' - H_{ст} = 1,1 \cdot 14,5 - 11,8 = 4,2 \text{ м}$$

Находится полная удельная энергия:

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 4,2 + 11,8 = 16 \text{ м}, \quad (6.43)$$

$$\xi_0 = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{16}{8,4} = 1,9 \text{ м} \quad (6.44)$$

По графику М. Д. Чертоусова определяется $\xi_c=0,45$ и $\xi''_c=1,4$
Вычисляется сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,45 \cdot 8,4 = 3,8 \text{ м}, \quad (6.45)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 1,4 \cdot 8,4 = 11,8 \text{ м}, \quad (6.46)$$

Глубина воды в нижнем бьефе - $h_{НБ} = 12,48$ м, больше, чем вторая сопряженная глубина - h'' . Прыжок за водобойной стенкой затоплен, следовательно, гасители энергии за стенкой не требуются.

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к фильтрации.

Ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B = 0,7 \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{подошвы}) = 0,7 \cdot (188,00 - 138,00) = 35 \quad (6.46)$$

6.4.2 Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плотины и здания ГЭС швами

Разрезку водосливной плотины осуществляют по быкам.

Ширина секции составляет:

$$b + \delta_6 = 15 + 4 = 19 \text{ м} \quad (6.47)$$

Температурно-усадочные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

6.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливно-го фронта на пролеты и для установки затворов

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем:

$$\delta_6 = 4 \text{ м}$$

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,85 х 0,85 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,75 х 0,75 м.

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

6.4.4 Устои

На Соколовской ГЭС предусмотрены два разделительных устоя.

Первый разделительный устой располагается между глухой центральной бетонной плотиной и водосливной секцией. Второй разделительный устой располагается между водосливной секцией и зданием ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и водослив.

6.4.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею. Диаметр скважин принимаем 10 см, расстояние между осями дрен 2 м.

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

$$a_{др} \geq \frac{H \cdot \gamma_n}{I_{кр,m}} = \frac{45,2 \cdot 1,20}{25} = 2,2 \text{ м}, \quad (6.48)$$

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{ВХК}} = 188,0 - 142,1 = 45,2 \text{ м} \quad (6.49)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр,m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины (для гравитационных плотин равен 25);

Принимаем $a_{др}=3$ м.

6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи расположены через 15 м по высоте, на отметках 155,00 и 170,00 размером 1,25x2 м.

Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею на отметке 140,00, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3,5x4 м.

6.4.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления на подошву плотины

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{п} = 0,1 \cdot 35 = 3,5 \text{ м} \quad (6.50)$$

где $B_{п}$ – ширина подошвы плотины,

Расстояние l_2 принимается конструктивно $l_2 = 5$ м.

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 46,6 = 23,3 \text{ м} \quad (6.51)$$

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n \quad (6.52)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}} = 15$ – критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as} \quad (6.53)$$

где H_d – полный фильтрационный напор;

H_{as} – напор на цем. завесе.

$$\Delta H = 45,9 - 18,4 = 27,5 \text{ м,}$$

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{27,5}{15} \cdot 1,2 = 2,2 \text{ м}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 23,3 = 11,65 \text{ м} \quad (6.54)$$

Диаметр скважин принимаем 0,3 м, расстояние м/у ними 2,5 м.

6.4.8 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Вес конструкции рисбермы по течению должен постепенно уменьшаться, выполняется уменьшение толщины плит.

Толщина первого ряда рисбермы должна быть не меньше половины толщины водобоя, принимаем $\delta_p = 2,5$ м.

Длина рисбермы принимается:

$$l_p = (1 \div 2) \cdot l_b = 35 \text{ м} \quad (6.55)$$

6.4.9 Фильтрационные расчеты

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{\text{НПУ}} = 188,0$ м, нижнего бьефа - $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 142,1$ м

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (III класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (6.56)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15 \quad (6.57)$$

где H_{as} – напор на цем. завесе;

H_{dr} – напор на дренаже.

Зная величину $H_d = 35,9$ м, вычисляем из соотношений H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 45,9 = 18,4 \text{ м} \quad (6.58)$$

6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю при НПУ в верхнем бьефе и уровне НБ при расходе ВХК.

1) Вес сооружения и затворов:

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

$$G_{nl} = \frac{S_{nl} \cdot \gamma_b \cdot b}{b + \delta_b} = \frac{817 \cdot 9 \cdot 24}{9 + 3} = 14706 \text{ кН/м} \quad (6.59)$$

где S_{nl} – площадь поперечного сечения плотины;

γ_b – удельный вес бетона.

Площадь поперечного сечения плотины, ее точка приложения равнодействующей силы веса плотины определяется с помощью программы AutoCAD.

Вес быка:

$$G_B = \frac{S_b \cdot \gamma_b \cdot \delta_b}{b + \delta_b} = \frac{1417 \cdot 4 \cdot 24}{15 + 4} = 7159 \text{ кН/м} \quad (6.60)$$

где S_b – площадь поперечного сечения быка

Вес плоского затвора (по формуле А.Р. Березинского):

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 220,5 \cdot \sqrt{220,5} \cdot 9,81 = 1766,6 \text{ кН} \quad (6.61)$$

где f – площадь затвора.

Вес затвора, приведенный к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1766,6}{15+4} = 93 \text{ кН/м} \quad (6.62)$$

2) Сила гидростатического давления воды:

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего и нижнего бьефов соответственно:

$$T_6 = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 50^2}{2} = 12262,5 \text{ кН/м} \quad (6.63)$$

где $h_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 50 \text{ м}$

$$T_n = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 4,1^2}{2} = 82,5 \text{ кН/м} \quad (6.64)$$

где $h_2 = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{ПОДОШВЫ} = 4,1 \text{ м}$.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны НБ:

$$W_n = \gamma_w \cdot S_{эн}^n = 3,5 \cdot 9,81 = 34,3 \text{ кН/м} \quad (6.65)$$

где $S_{эн}^n$ – площадь поперечного сечения пригрузки воды в нижнем бьефе.

3) Равнодействующая взвешивающего давления:

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

$$W_{взв} = S_{эп} \cdot \gamma_w = 143,5 \cdot 9,81 = 1408 \text{ кН/м} \quad (6.66)$$

4) Сила фильтрационного давления:

Сила фильтрационного давления на плотину:

$$W_\phi = \gamma_w \cdot S_\phi = 9,81 \cdot 296,5 = 2909 \text{ кН/м} \quad (6.67)$$

5) Давление грунта:

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 12 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{21^\circ}{2} \right) = 17 \text{ кПа} \quad (6.68)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_n – толщина слоя наносов;

φ_n – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{17 \cdot 3}{2} = 25,5 \text{ кН} \quad (6.69)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p'_{гр} = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 12 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{39}{2} \right) = -87,2 \text{ кН/м}^2 \quad (6.70)$$

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

$$p''_{гр} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (12 \cdot 3 + 21,1 \cdot 5) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) = 32,2 \text{ кН/м}^2 \quad (6.71)$$

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_a = \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-87,2 + 32,5}{2} \cdot 5 = -137,5 \text{ кН/м} \quad (6.72)$$

б) Волновое давление:

Равнодействующая сила волнового давления при основном расчетном случае может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = \frac{\gamma_w \cdot h_{1\%}}{2} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 9,81 \cdot 1,2 \left(\frac{12,5}{3,14} + \frac{0,36}{2} \right) = 24,5 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,2^2}{12,5} = 0,36 \text{ м} \quad (6.74)$$

Линия действия равнодействующей силы волнового давления находится ниже отметки НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{12,5}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,2 = 1,54 \text{ м} \quad (6.75)$$

6.5.2 Оценка прочности плотины

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

Результаты расчета представлены в таблице 6.3 и ПРИЛОЖЕНИИ Д.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила с учетом γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	12263	16,70	204783,8
Тн	1	←	113,0	1,40	158,2
Тп	1	↓	34	16,40	562,5
Gб	0,95	↓	7392	12,50	92400,0
Gпл	0,95	↓	14688	5,20	76377,6
Wвзв	1	↑	1582	0,00	0,0
Wф	1	↑	2909	10,00	29086,7
qз	0,9	↓	84	15,70	1313,8
Wволн	1	→	24	48,50	1188,1
Ен	1,2	→	30,6	1,00	30,6
ΣN		↓↑		17707	
ΣM				64277	

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.) выполняют по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{17707}{35} + \frac{6 \cdot 64277}{35^2} = -191,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.76)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -191,1 \cdot 0 - 9,81 \cdot 50 \cdot (1 - 0) = \\ &= -490,5 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.77)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа}, \quad (6.78)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -191,1 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 50 \cdot 0 = \\ &= -191,1 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.79)$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 50 = -490,5 \text{ кН/м}^2$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{17707}{35} - \frac{6 \cdot 64277}{35^2} = -820,7 \text{ кН/м}^2, \quad (6.80)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -820,7 \cdot 0,75^2 - 9,81 \cdot 4,1 \cdot (1 - 0,75^2) = -479,3 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.81)$$

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 4,1 - 820,7) \cdot 0,75 = \\ &= 585,4 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.82)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 4,1 = -40,2 \text{ кН/м}^2, \quad (6.83)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -820,7 \cdot (1 + 0,75^2) + 9,81 \cdot 4,1 \cdot 0,75^2 = -1259,8 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.84)$$

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

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно, у верховой и низовой граней плотины;

σ_c^u – нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верхней грани;

N – нормальная сила, равная сумме проекции на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

B_d – ширина подошвы;

m_u, m_t – заложение верховой и низовой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u, H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны ВБ и НБ;

δ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

α – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью;

Полученные напряжения сведем в таблицу 6.4 и отобразим графически в ПРИЛОЖЕНИИ Е.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения в горизонтальном сечении плотины

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-191,1	-820,7
σ_x	-490,5	-479,3
τ_{xy}	0,0	585,4
σ_1	-191,1	-40,2
σ_3	-490,5	-1259,8

6.5.3 Критерии прочности плотины и ее основания

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение следующих условий:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b \quad (6.85)$$

где R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию (марка бетона В5);

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;

γ_c – коэффициент условия работы.

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 1259,8}{0,9} = 1680 \text{ кН/м}^2 \quad (6.86)$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = \frac{8500 \text{ кН}}{\text{м}^2}$.

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.87)$$

$$- 191,1 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.88)$$

$$191,1 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 50,$$

$$191,1 \text{ кН/м}^2 \geq 122,6 \text{ кН/м}^2$$

6.5.4 Обоснование устойчивости плотины

Расчет устойчивости водосливной плотины на скальном основании следует проводить по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига проходящих по контакту бетон–скала и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.89)$$

где R – расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_{\bar{o}} + q_z - W_{\phi} - W_{\text{взв}} + W_{np,н\bar{o}}) \cdot tg\varphi + c\omega = \\ &= (14688 + 7392 - 1582 - 2909 + 84 + 34) \cdot 0,8 + 35 \cdot 100 = \\ &= 17666 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.90)$$

где $tg\varphi = 0,8$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 35 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 12263 - 113 + 24 + 30,6 = \\ &= 12204 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.91)$$

$$\frac{17666 \cdot 0,95}{12204 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$1,37 \geq 1,2$$

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды

7.1 Мероприятия по охране труда

Проектирование, строительство, восстановление, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они находятся, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда обязан осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков, которые обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: служба охраны труда и производственного контроля, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

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

выполнять требования норм законодательства, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь соответствующую данной работе группу по электробезопасности.

Электроустановки ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. Рабочие места должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

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

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

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

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

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

7.2 Пожарная безопасность

7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации

изложены в законах и утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя ГЭС.

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно–техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

7.2.2 Пожарная безопасность в кабельных помещениях

1) К кабельному хозяйству энергетических предприятий относятся все кабельные сооружения (этажи, тоннели, шахты, каналы, галереи, эстакады), а также кабельные линии, закрытые в специальные металлические короба или открыто проложенные по специальным кабельным конструкциям.

Приказом руководителя предприятия кабельное хозяйство целиком или по участкам должно быть закреплено за соответствующими цехами для обеспечения надежной эксплуатации кабельных линий и проведения необходимых строительно–монтажных, ремонтных работ и противопожарных мероприятий.

2) Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха.

При обнаружении нарушений мест уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия, другие строительные конструкции, немедленно должны приниматься меры к их восстановлению.

3) Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство каких–либо кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользованных кабельных изделий.

4) При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды и пара, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры по предотвращению их поступления.

5) Все кабельные помещения относятся к помещениям, не обслуживаемым постоянно персоналом, поэтому они должны быть закрыты.

Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции.

6) В кабельных сооружениях не реже, чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода.

На дверях секционных перегородок должны быть нанесены указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений должны быть установлены лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю.

7) Автоматические установки пожаротушения кабельных сооружений должны эксплуатироваться на основании требований Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Ремонт автоматических стационарных установок пожаротушения кабельных сооружений должен проводиться в кратчайшие сроки.

8) Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений, обеспечивающие отвод или автоматическую откачку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии.

9) При эксплуатации кабельных линий не допускается перегрев их выше допустимых норм от оборудования и источников нагрева.

10) В помещениях АСУ ТП, щитов управления и других с паркетными полами деревянные щиты должны снизу защищаться асбестом и обиваться жестью или другим огнезащитным материалом. Съёмные несгораемые плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъёма вручную.

7.2.3 Безопасность гидротехнических сооружений

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

В соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности Соколовской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление декларации 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.

Ответственность за безопасность гидротехнического сооружения несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Соколовской ГЭС осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа полученных данных.

На основе вышеизложенного и Акта обследования состояния ГЭС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния Соколовского гидроузла

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Томь — река в Западной Сибири, правый приток Оби, второй по водности после Иртыша. Длина реки — 827 км, ширина поймы до 3 км, перепад высот от истока до устья — 1185 м, площадь водосбора — 62 тыс. км². Среднемноголетний расход воды и годовой сток соответственно: 1100 м³/с и 35,0 км³/год. Средняя скорость течения — 0,33 м/с, на перекатах — 1,75 м/с. Замерзает в конце октября — начале ноября, вскрывается в конце апреля. Дождевое питание реки составляет 25—40 %, снеговое — 35—55 % и грунтовое — 25—35 % годового стока. Исток Томи находится на западных склонах Абаканского хребта на высоте более 972 м над уровнем моря, на болотистом склоне между северными отрогами хребта Карлыган и горой «Вершина Томи». Первые километры течёт по заболоченной долине в юго-западном направлении под названием Правая Томь. На протяжении реки очень много скалистых обрывов.

Климат Кемеровской области континентальный: зима холодная и продолжительная, лето тёплое и короткое. Средние температуры января –17...–20 °С, июля — +17...+18 °С. Среднегодовое количество осадков колеблется

от 300 мм на равнинах и в предгорной части до 1000 мм и более в горных районах. Продолжительность безморозного периода длится от 100 дней на севере области до 120 дней на юге Кузнецкой котловины.

Растительность весьма многообразна. На горных вершинах встречаются растения тундры и альпийских лугов, среднегорье и низкогорье поросло «черню» — пихтово-осиновыми лесами с высокотравьем и реликтовыми растениями. Предгорья и межгорные котловины заняты растительностью степей и лесостепей. Островками встречаются сосновые боры, а в Горной Шории и в бассейне реки Кондомы у Кузедеево находится реликтовая роща сибирской липы. На большой территории области за исключением заповедников образованы лесничества. Леса занимают 63,9 тыс. км², что составляет 67 % всей территории.

Из крупных животных обитают лось и марал, косуля сибирская и северный олень, последний встречается только в горах Кузнецкого Алатау. Из хищных наиболее характерны бурый медведь, рысь, россомаха. Промысловое значение имеют белка, ондатра, из птиц — глухарь, рябчик, тетерев. Среди животных также имеется заяц-беляк.

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

7.3.2 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 Соколовского 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.

7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

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

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

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

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.

7.3.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{224186 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 10088,4 \text{ т} \quad (7.1)$$

N - объем бетонных работ, м³

q - удельный норматив образования, %

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{101 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,02 \text{ т}$$

N - количество арматуры, т

q - удельный норматив образования, %

ρ - удельный вес арматуры, т/м³

Таким образом в результате строительства будет образовано 10088,4 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,02 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.

7.3.5 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 Соколовской 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 43 км от ГЭС находится населенный пункт – п.Салтымаково, 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 Томь от сбросов Соколовской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселка Усть-Нарык, находящегося ниже по течению реки, регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Технико–экономические показатели

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Объёмы продаж электроэнергии в годы начала эксплуатации представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2036	2037	2038	2039	2040
Установленная мощность	МВт	507	507	507	507	507
Число часов использования установленной мощности	Часы	5623	5623	5623	5623	5623
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	2850861	2850861	2850861	2850861	2850861
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды за год	МВт·ч	28508,6	28508,6	28508,6	28508,6	28508,6
Объём реализации электроэнергии за год	МВт·ч	2822352	2822352	2822352	2822352	2822352
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1496,0	1528,0	1561,0	1594,0	1628,0
Выручка от реализации электроэнергии за год	млн.руб.	4222,2	4312,6	4405,7	4498,8	4594,8
НДС к выручке	млн.руб	703,7	718,8	734,3	749,8	765,8

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Эксплуатационные расходы по ГЭС определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	129,386
Прочие	274,0	138,918
Итого по ГЭС		268,304

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
0,04	0,06	0,09	0,12

Стоимость услуг регулирующих организаций в соответствии едиными сценарными условиями РусГидро представлены 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	68,64
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	4,81
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	1,39
Итого		74,84

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Томь 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				
	2027	2028	2029	2030	2031
Амортизационные отчисления, млн.руб.	20,85	44,27	64,56	85,06	154,05
Расходы на страхование, млн.руб.	4,87	10,20	14,74	19,25	78,07
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	268,3	268,3	268,3	268,3	268,3
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,30	0,64	0,92	1,20	4,88
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8
Налог на воду, млн.руб.	21,03	21,03	21,03	21,03	21,03
Итого, млн.руб.	390,19	419,27	444,38	469,67	601,17

Особенностью производства электроэнергии на ГЭС является большая доля амортизационных отчислений в структуре текущих затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

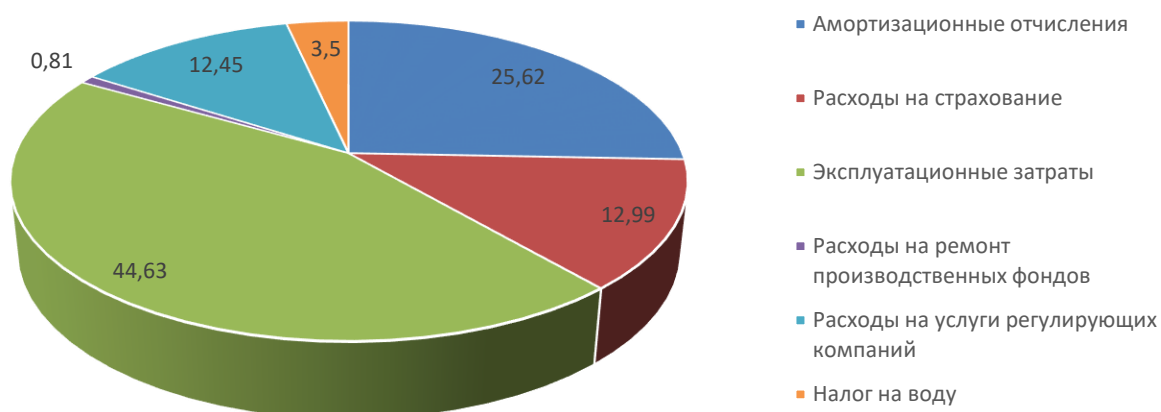


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу в %

Вывод: В структуре затрат наибольшая доля средств приходится на эксплуатационные затраты генерирующего объекта, что в среднем составляет 30-40% от суммарных издержек для ГЭС средней мощности. Основными составляющими эксплуатационных расходов являются:

- Заработная плата эксплуатационного персонала с начислениями;
- Расходы по текущему ремонту сооружений и оборудования;
- Общестанционные и прочие расходы — на отопление помещений, содержание транспорта, на охрану, командировки и т. д.;
- Дополнительные расходы на борьбу с шугой, наносами и т. п.

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:

- 1) налог на прибыль – 20%;
- 2) НДС – 20%;
- 3) взносы в социальные фонды – 34%;
- 4) налог на имущество – 2,2%;
- 5) налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	728,2	742,3	757,6	778,7	925,7
НДС, млн.руб.	322,7	699,3	720,8	68,8	604,4
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2
Налог на имущество, млн.руб.	20,27	31,29	41,74	145,51	178,87
Итого, млн.руб.	1117,4	1519,1	1566,3	1039,2	1755,2

Наибольшую процентную величину от общих налоговых расходов имеет налог на прибыль и НДС. Это связано с ростом выработки электроэнергии.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка (нетто), млн.руб.	4654,1	4763,7	4864,4	4972,4	5076,6
Текущие расходы, млн.руб.	390,2	419,3	444,4	469,7	601,2
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3399	3647,3	3717,3	3794,5	3955,5
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	444,5	728,2	742,3	757,6	778,7
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	2895,1	2917,8	2973,9	3035,6	3164,4
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	20	20	20	20	20
Ставка налога на прибыль,%	2027	2028	2029	2030	2031

Чистая прибыль по проекту, без скачков, начинается с 2032 года реализации проекта. Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.2.

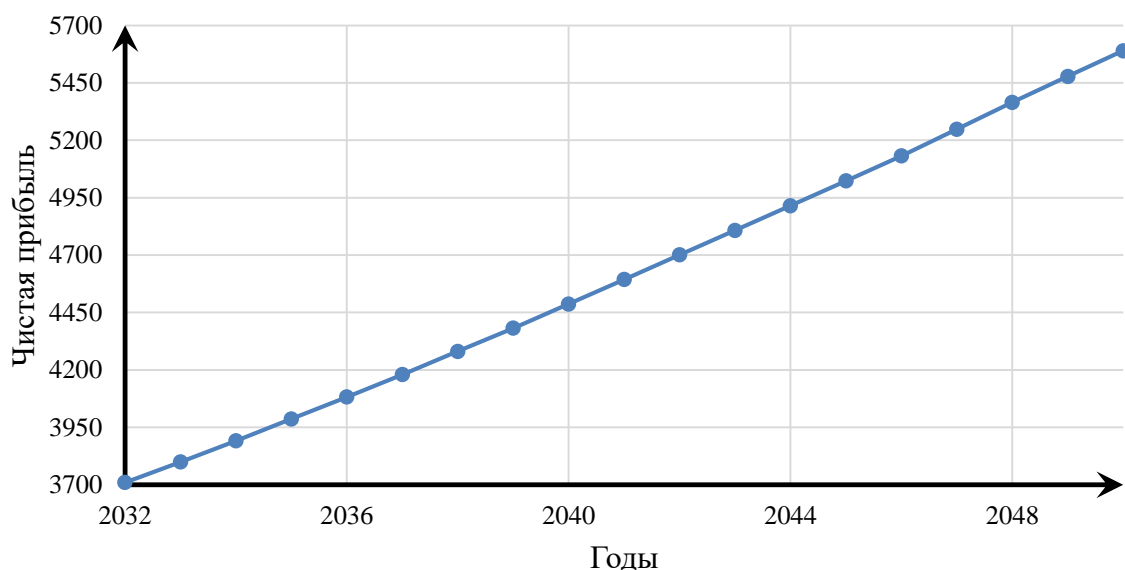


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб

8.5 Анализ денежных потоков

На рисунке 8.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.



Рисунок 8.3 – График Cash-Flow

Из графика видно, что проект окупается после проведения всех этапов строительства и ввода всего оборудования. Провисание графика (ориентированность в отрицательную сторону) связана с высокими капиталовложениями на покупку и ввод оборудования.

8.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 -Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Показатели
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	127
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	8024,6
Индекс прибыльности – PI.	1,2
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	18,97
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,12
Удельные капиталовложения, руб/Квт	85440
Удельные капиталовложения, долл/Квт	1140

Данный проект является прибыльным, т.к. индекс прибыльности равен 2,01; также показатель чистого приведенного дохода – $NPV > 0$, это говорит о привлекательности проекта для инвестирования.

Гидроэлектростанции являются самыми капиталоемкими источниками электрической энергии, их срок окупаемости доходит до 15 лет. Расчеты для данного проекта показали, что он сможет окупиться, учитывая ставку дисконтирования через 127 месяцев или 10,6 лет, что немного, учитывая его мощность в 507 МВт.

8.7 Бюджетная эффективность

Налоговые расходы являются крупной статьёй оттоков денежных средств после завершения строительства. Учтены следующие налоги:

- НДС – 20% (от добавленной стоимости);
- Взносы в социальные фонды – 34% (от фонда оплаты труда);
- Взносы на страхование от несчастного случая – 0,2%;
- Налог на имущество – 2,2 % (от остаточной стоимости проекта);
- Налог на прибыль – 20% (от налогооблагаемой прибыли);
- Водный налог 100%.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых представлена в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
В федеральный бюджет, млн.рублей	511,7	1118,2	1508,8	1545,6	914,8
В региональный бюджет, млн. рублей	8,91	20,27	31,29	41,74	145,5
Итого налоговых поступлений, млн. рублей	520,7	1138,5	1540,1	1587,4	1060,3

В федеральный бюджет поступают налоги: НДС, налоги на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды, что составляет почти 90% от всех налоговых поступлений. В региональный – налог на имущество.

8.8 Анализ чувствительности

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Параметры финансовой модели приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметр финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- Ставки налогов;
- Объема инвестиций;
- Цена сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунке 8.4 представлен график зависимости суммы PI от изменения ставки налогов.

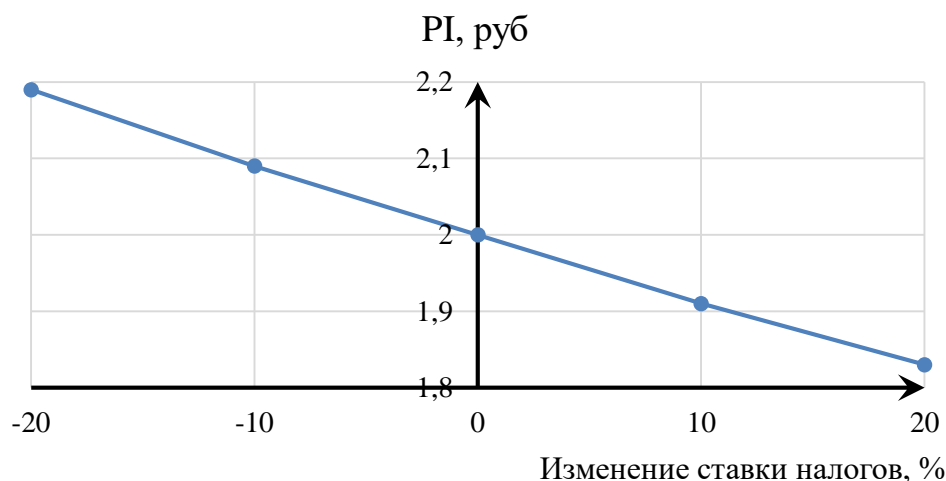


Рисунок 8.4 -Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

При увеличении ставки налога на прибыль снижается доходность инвестиционных проектов. Подобный уклон кривой на графике характеризуется сильной чувствительностью индекса прибыльности от изменения ставки налогов.

На рисунке 8.5 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта.

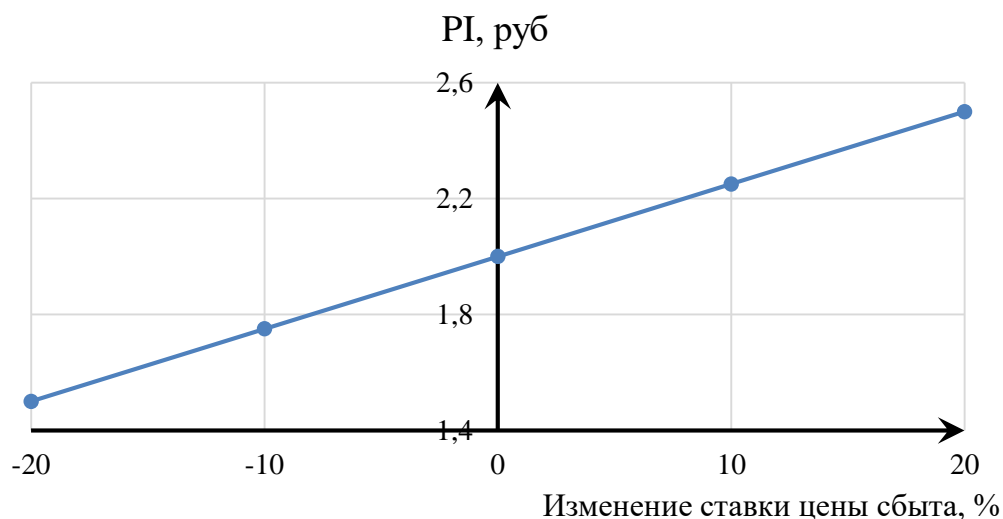


Рисунок 8.5 - Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта приводит к увеличению доходности проекта. Зависимость цены сбыта продукции и доходности проекта – прямая.

На рисунке 8.6 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования.

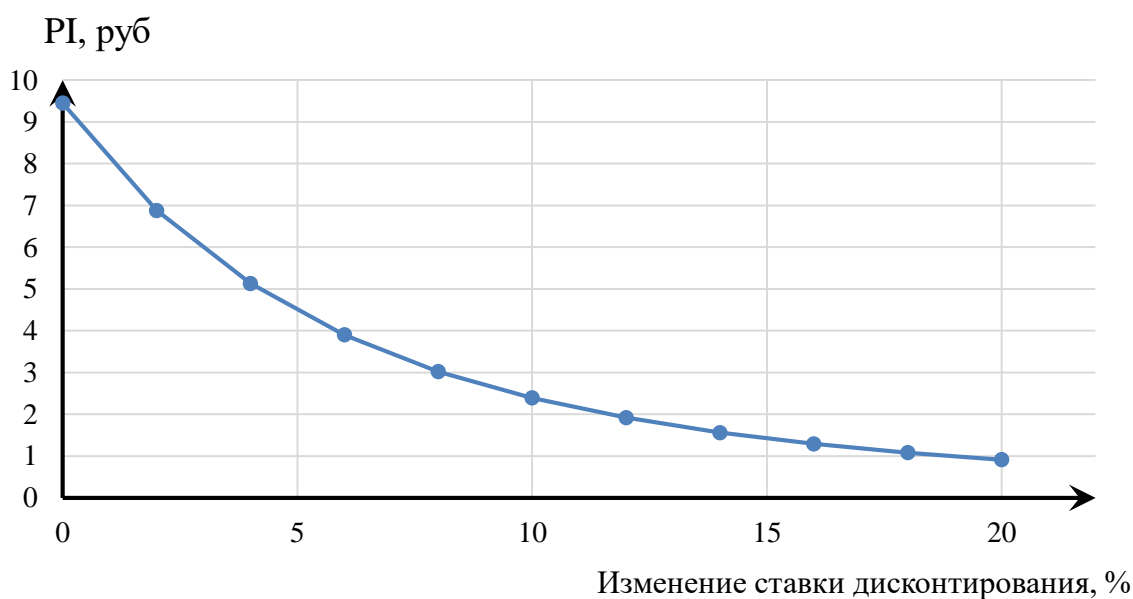


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта. В ставке дисконтирования можно учесть минимальный уровень безрисковой доходности, инфляцию и риски конкретных вложений.

9 Цифровые двойники. Возможность применения для ГЭС

9.1 Общие сведения

Электроэнергетика - отрасль со сложной структурой. Люди не всегда способны оперативно обработать огромный объем данных, выявить зависимости и принять оптимальное решение, поэтому без цифровых технологий невозможно конкурировать в современных реалиях. Все чаще можно слышать такое понятие как цифровые двойники.

Цифровой двойник (Digital Twin, DT) — это виртуальная модель реального физического объекта или процесса, представляющая собой сложную математическую модель, позволяющую с высокой точностью описывать поведение реального объекта или системы, а также технологического/производственного процесса или сервисов. Будучи интеллектуальной надстройкой над средой Интернета вещей (Internet of Things, IoT), цифровой двойник является ключевым базовым элементом высокотехнологичной системы управления.

Благодаря возможности моделирования любых условий воздействия, цифровой двойник является отличным инструментом прогнозирования.

Цифровые двойники можно разделить на три типа:

1) Двойник-прототип (Digital Twin Prototype)

Это виртуальный аналог реально существующего элемента. Он содержит информацию, которая описывает определенный элемент на всех стадиях — начиная от требований к производству и технологических процессов при эксплуатации, заканчивая требованиями к утилизации элемента.

2) Двойник-экземпляр (Digital Twin Instance)

Содержит в себе информацию по описанию элемента (оборудования), то есть данные о материалах, комплектующих, информацию от системы мониторинга оборудования.

3) Агрегированный двойник (Digital Twin Aggregate)

Объединяет прототип и экземпляр, то есть собирает всю доступную информацию об оборудовании или системе.

9.2 Использование цифровых двойников на ГЭС

Для ГЭС, наиболее актуален агрегированный двойник. В таком цифровом двойнике может содержаться информация о технических параметрах используемого оборудования, дате его ввода в эксплуатацию, географические координаты, данные с измерительных устройств. Эту информацию используют для проведения расчетов токов короткого замыкания, уточнения параметров

настройки релейной защиты и автоматики (РЗА) и выполнения различных задач.

При этом, цифровой двойник не ограничивается сбором данных, полученных на стадии разработки. Он продолжает агрегировать данные в течение всего жизненного цикла объекта. Это могут быть данные о состоянии изделия, показатели датчиков, история операций, заводская и сервисная конфигурация, версия программного обеспечения и многое другое. Цифровой двойник хранит всю историю рабочих данных. Это даёт дополнительные возможности для технического обслуживания и позволяет увидеть всю картину целиком.

В сочетании с системой для управления техобслуживанием, «цифровой двойник» может использоваться для управления запасными частями и деталями, которые понадобятся для завершения ремонта или технического обслуживания в определенное время и в определенном месте. Имея достаточное количество примеров в базе данных, инженер сможет оценить производительность определенной линейки оборудования и ее составных частей для дальнейших исследований по улучшению продукта.

9.3 Перспективы применения цифровых двойников в РЗА

Релейная защита и автоматика (РЗА) проходит модернизацию и переходит к новейшим цифровым микропроцессорным устройствам, что дает возможность проводить сравнительный анализ работы существующего и внедряемого оборудования, а также вводить современные цифровые технологии (рисунок 9.1).



Рисунок 9.1 – Структурная схема

Применение технологии агрегированного цифрового двойника для оборудования РЗА обладает рядом достоинств, а именно:

- позволяет проверить правильность работы устройств с помощью простейших моделей, имитирующих их работу;
- предоставляет широкий спектр возможностей для анализа текущего состояния устройств РЗА, планирования мероприятий по техническому обслуживанию, поиску потенциальных проблем и способов их решений.

Расширенная зона диагностики, основываясь на данных, полученных с зарегистрированных осциллограмм, датчиков и измерительных устройств, позволяет получить точную информацию о месте и характере неисправности.

Моделирование первичной схемы и аварий позволяет получать тестовые осциллограммы аварий, достаточно приближенные к реальным случаям, так как в моделях не сложно получать как простейшие апериодические составляющие токов короткого замыкания, так и учитывать нелинейность характеристик намагничивания стали трансформаторов.

Благодаря моделированию можно наглядно увидеть, как ведет себя оборудование в различных ситуациях, визуализируя различные режимы работы, что позволит качественно настроить устройства релейной защиты и автоматики и как следствие избежать ложных и излишних срабатываний.

В качестве примера, на языке программирования Delphi был смоделирован простейший цифровой двойник (рисунок 9.2, 9.3). В него была загружена электрическая схема подключения защит к ТТ и ТН, а также заданы номинальные параметры оборудования.

Рассматривались два режима: однофазное короткое замыкание (как наиболее часто встречающееся) в конце отходящей линии и междуфазное короткое замыкание в обмотке статора генератора.

При симуляции однофазного КЗ в конце линии сработала дистанционная защита 2 ступень ($Z2<$) и орган токовой отсечки защиты от внешних несимметричных коротких замыканий Г1 ($I2отс$), отключив с выдержкой времени 7,032с ШСВ 220, и с выдержкой времени 7,533с В 220 Т1.

С помощью математической модели был получен ток в точке КЗ, он составил 6,23 кА. Также была получена составляющая тока КЗ, протекающая через генератор Г1, среднее значение составило 1,546 кА.

После нажатия кнопки «Анализ состояния» на схеме отобразились измененные положения коммутационных аппаратов и место КЗ, а на дисплее информация о КЗ.

Кнопкой «Сброс» схема возвращается в первоначальное состояние без повреждений.

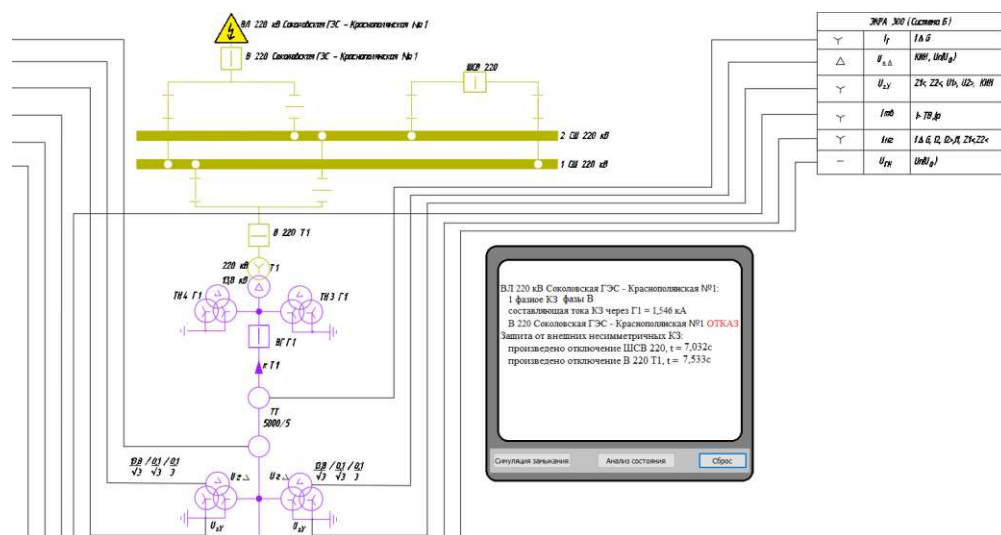


Рисунок 9.2 – Симуляция однофазного КЗ

При симуляции междуфазного КЗ в обмотке статора сработала основная быстродействующая продольная дифференциальная защита генератора. Данная защита произвела:

- отключение ВГ Г1;
- гашение полей;
- пуск пожаротушения Г1;
- останов ГА1;
- сброс АРЗ.

С помощью математической модели получили ток в точке КЗ равный 16,52 кА. После нажатия кнопки «Анализ состояния» на экране отобразилась вся информация о коротком замыкании.

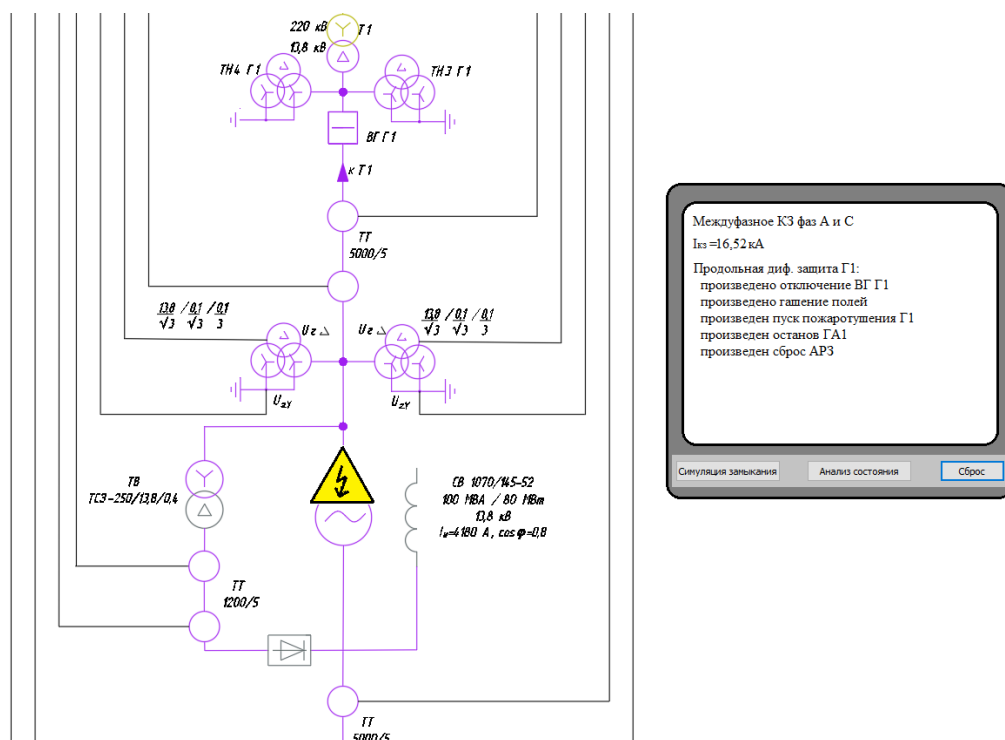


Рисунок 9.3 – Симуляция междуфазного КЗ

9.4 Необходимость и возможность применения цифровых двойников в РЗА

На основе данных о работе устройств РЗА в филиалах ПАО «РусГидро» за 2017-2019 годы был проведен анализ, в ходе которого были выявлены часто повторяющиеся причины «неправильной» работы устройств РЗА. Примерно 34% всех срабатываний приходится на дефекты или неисправности аппаратуры РЗА. В большинстве случаев это связано с заводским браком. Около 31% приходится на ошибки, допущенные персоналом при выполнении работ, 22% приходится на прочие технические причины, в 13% случаев причину установить не удалось. Подробные данные приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Результаты анализа

Код	Причины	РЗ	СА	ПА	МФУ	Итого
101	Ошибка при выполнении работ	-	-	2	1	3
107	Ошибка в реализованных принципиальных схемах	-	-	-	3	3
109	Ошибка при выполнении переключений с устройствами РЗА	2	-	-	-	2
110	Дефект или неисправность ТТ	1	-	-	-	1
113	Дефект или неисправность ЭМ аппаратуры	-	1	-	-	1
114	Дефект или неисправность микроэлектронной и полупроводниковой аппаратуры	1	-	-	-	1
115	Дефект или неисправность МП аппаратуры	-	-	1	3	4
118	Дефект или сбой ПО	-	-	-	2	2
119	Дефект или неисправность вторичных цепей РЗА	1	1	1	1	4
121	Прочие технические причины	2	-	-	1	3
122	Причина не определена	2	1	1	-	4
125	Неправильно созданная первичная схема или режим	-	-	-	1	1

Исходя из анализа можно сделать вывод о необходимости применения технологии цифрового двойника для устройств РЗА. Цифровой двойник позволит соединить независимые комплекты защит и даст возможность проводить более широкий анализ текущего, и прогнозировать будущее состояние устройств РЗА и его цепей, для определения технических воздействий.

Благодаря функции прогнозирования можно увидеть, например, ухудшение изоляции и как следствие, возможное ложное срабатывание защит. А с помощью функции проверки состояния можно увидеть ошибки, допущенные персоналом и возможные за этим срабатывания защит.

Таким образом внедрение цифрового двойника в РЗА позволит предупредить и избежать более 65% ложных и излишних срабатываний устройств РЗА.

9.5 Применение цифрового двойника РЗА на этапе эксплуатации ГЭС

В настоящее время в верхний уровень АСУ ТП приходит огромное количество аналоговых и дискретных сигналов (рисунок 9.4). И для того, чтобы понять какой режим работы оборудования, человеку приходится тратить большое количество времени чтобы анализировать все эти сигналы.

Время	Статус	Система контроля	Наименование параметра	Тип
24.05.2021 11:38:13.065	-	ГРНРМ	Выбран канал связи с АРВ1 Г5	Технологический
24.05.2021 11:38:13.065	+	ГРНРМ	Выбран канал связи с АРВ2 Г5	Технологический
24.05.2021 11:38:23.266	+	ГРНРМ	Выбран канал связи с АРВ1 Г5	Технологический
24.05.2021 11:38:23.266	-	ГРНРМ	Выбран канал связи с АРВ2 Г5	Технологический
24.05.2021 11:39:27.944	-	САУ ГА10 ИС2	Г10 ИС2. Срабатывание МПЗ генератора, компл.1 (МА10)	Аварийный
24.05.2021 11:39:27.969	+	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Сброс	Технологический
24.05.2021 11:39:27.970	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Пуск встроен. осциллографа	Технологический
24.05.2021 11:39:27.970	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Срабатывание защит (1 комплект)	Аварийный
24.05.2021 11:39:27.970	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. ЗЗГ орган основной гармоники. Откл.	Аварийный
24.05.2021 11:39:27.970	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Откл. В-Г10 1СО от 1К МПЗ Г10	Технологический
24.05.2021 11:39:27.970	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Откл. В-Г10 2СО от 1К МПЗ Г10	Технологический
24.05.2021 11:39:27.970	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Гашение поля Г10 от 1К МПЗ Г10	Технологический
24.05.2021 11:39:27.970	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Гашение поля ВГ (2) Г10 от 1К МПЗ Г10	Технологический
24.05.2021 11:39:27.970	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Останов турбины Г10 от 1К МПЗ Г10	Технологический
24.05.2021 11:39:28.111	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Сброс	Технологический
24.05.2021 11:39:29.147	-	САУ ГА10 ИС2	Г10 ИС2. МА10. ЗЗГ. Орган основной гармоники. Откл.	Аварийный
24.05.2021 11:40:18.008	+	САУ ГА1 МНУ	Г1 МНУ. Включить пускатель насоса №1	Технологический
24.05.2021 11:40:23.064	+	САУ ГА1 МНУ	Г1 МНУ. Пускатель насоса №1 Включен	Технологический
24.05.2021 11:40:23.208	+	САУ ГА1 МНУ	Г1 МНУ. Включить перепускной клапан насоса №1	Технологический
24.05.2021 11:40:24.043	-	САУ ГА1 МНУ	Г1 МНУ. ППК нас. №1 'Открыт'	Технологический
24.05.2021 11:40:32.729	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Работа	Технологический
24.05.2021 11:40:32.731	-	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Готовность	Технологический
24.05.2021 11:40:32.736	-	САУ ГА10 ИС2	Г10 ИС2. Неисправность МПЗ генератора, компл.1 (МА10)	Предупредительный
24.05.2021 11:40:32.736	+ /Квит.	САУ ГА10 ИС2	Г10 ИС2. Вывод из работы МПЗ генератора, компл.1 (МА10)	Предупредительный
24.05.2021 11:40:32.792	+ /Квит.	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Вывод шкафа	Предупредительный
24.05.2021 11:40:33.490	+	САУ ГА7 ИС2	Г7 ИС2. Предупредительный сигнал с общей шины	Технологический

Рисунок 9.4 – Множество дискретных сигналов

На этапе эксплуатации важнейшей функцией цифрового двойника является автоматическое определение вида повреждений. Цифровой двойник постоянно анализирует аналоговые и дискретные сигналы, поступающие в верхний уровень АСУ ТП, и на основе этих сигналов дает определение ненормальному режиму. Так как осциллограммы зашифрованы и нет возможности напрямую получить к ним доступ, то в качестве аналоговых сигналов используются тренды. На рисунке 9.5 можно видеть, что значения на осциллограммах и трендах совпадают.

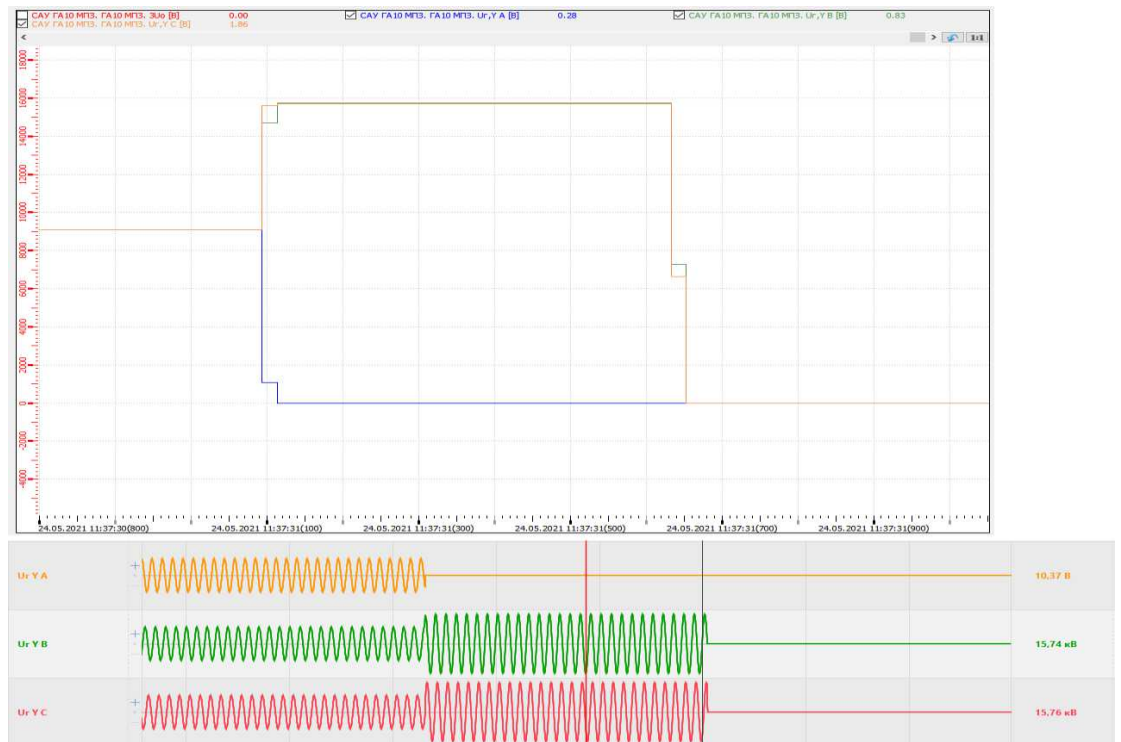


Рисунок 9.5 – Сравнение осциллограмм и трендов

Алгоритм работы двойника можно представить в виде блок-схемы, изображенной на рисунке 9.6.

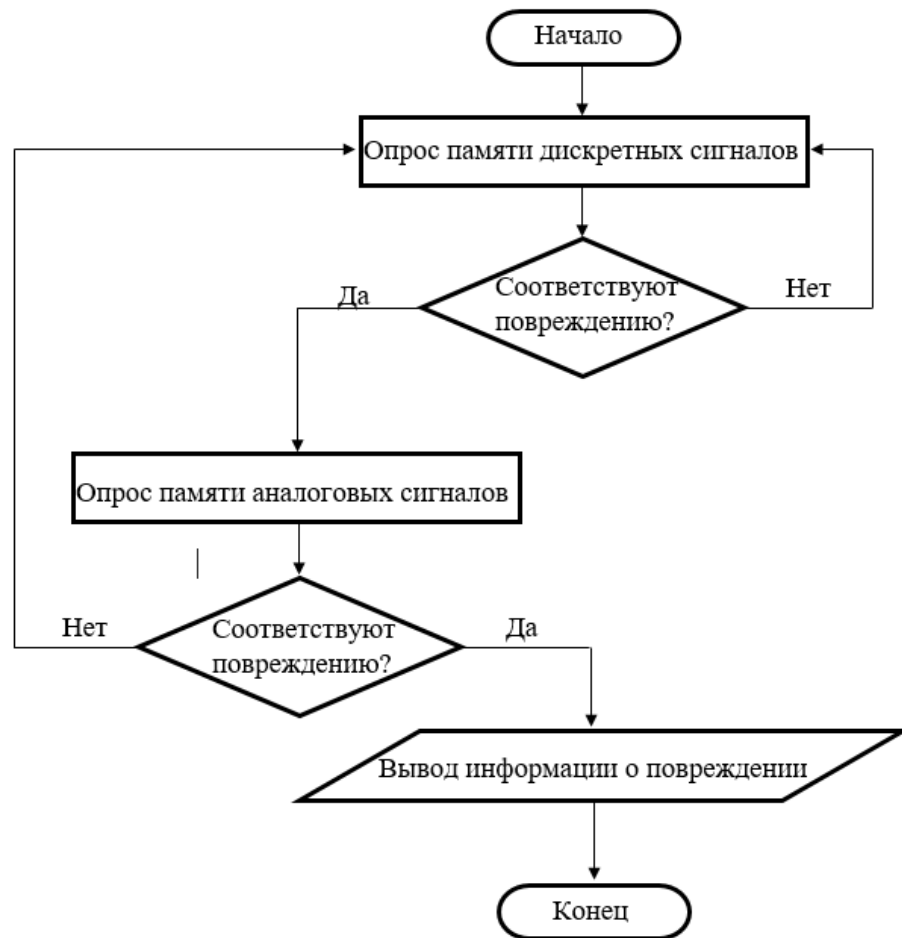


Рисунок 9.6 – Блок-схема

Сначала происходит опрос памяти дискретных сигналов. Для каждого повреждения характерны свои сигналы. При появлении сигнала о повреждении начинается опрос памяти аналоговых сигналов. Если сигналы соответствуют повреждению, выдается информация о повреждении.

В качестве примеров рассмотрим два вида повреждений в обмотке статора генератора.

Первый режим – 2-фазное короткое замыкание в обмотке статора генератора. Ключевыми сигналами для данного режима являются сигналы, изображенные на рисунке 9.7.

20.05.2021 14:53:13.287	+	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Продольная диф. защита ГГ	Аварийный
20.05.2021 14:53:13.287	+/Квит.	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Срабатывание защит (1 комплект)	Аварийный
20.05.2021 14:53:13.287	+/Квит.	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Продольная диф. защита ГГ ф. А	Аварийный
20.05.2021 14:53:13.287	+/Квит.	САУ ГА10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Продольная диф. защита ГГ ф. В	Аварийный

Рисунок 9.7 – Дискретные сигналы при 2-фазном КЗ

При появлении этих сигналов цифровой двойник начинает опрашивать память аналоговых сигналов. В данном примере необходимыми являются сигналы токов в каждой фазе, изображенные на рисунке 9.8.

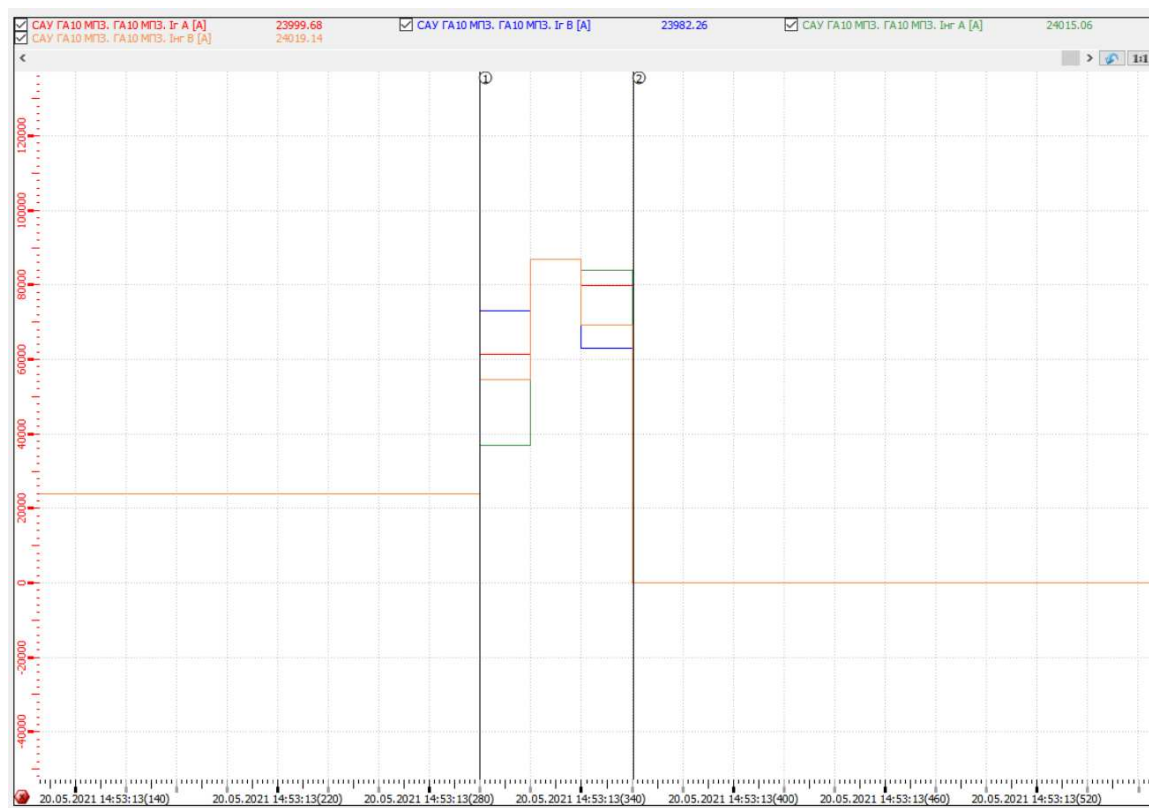


Рисунок 9.8 – Аналоговые сигналы при 2-фазном КЗ

Проанализировав значения токов, двойник определяет резкое увеличение токов в фазах А и В (87кА), что является признаком 2-фазного короткого замыкания.

На основе этих данных цифровой двойник делает заключение, что данное повреждение – это 2-фазное короткое замыкание фаз А и В, и выводит всю информацию в верхний уровень АСУ ТП (рисунок 9.9).

В верхнем уровне АСУ ТП создается специальная вкладка, которая называется «Анализ режима», в нее цифровой двойник выводит всю информацию о повреждении (вид, время ликвидации, макс. ток кз, время происшествия и тп.), для каждого повреждения выводится своя информация, а также управляющие воздействия.

В данном примере выводится информация о 2-фазном КЗ и управляющие воздействия продольной диф. защиты.

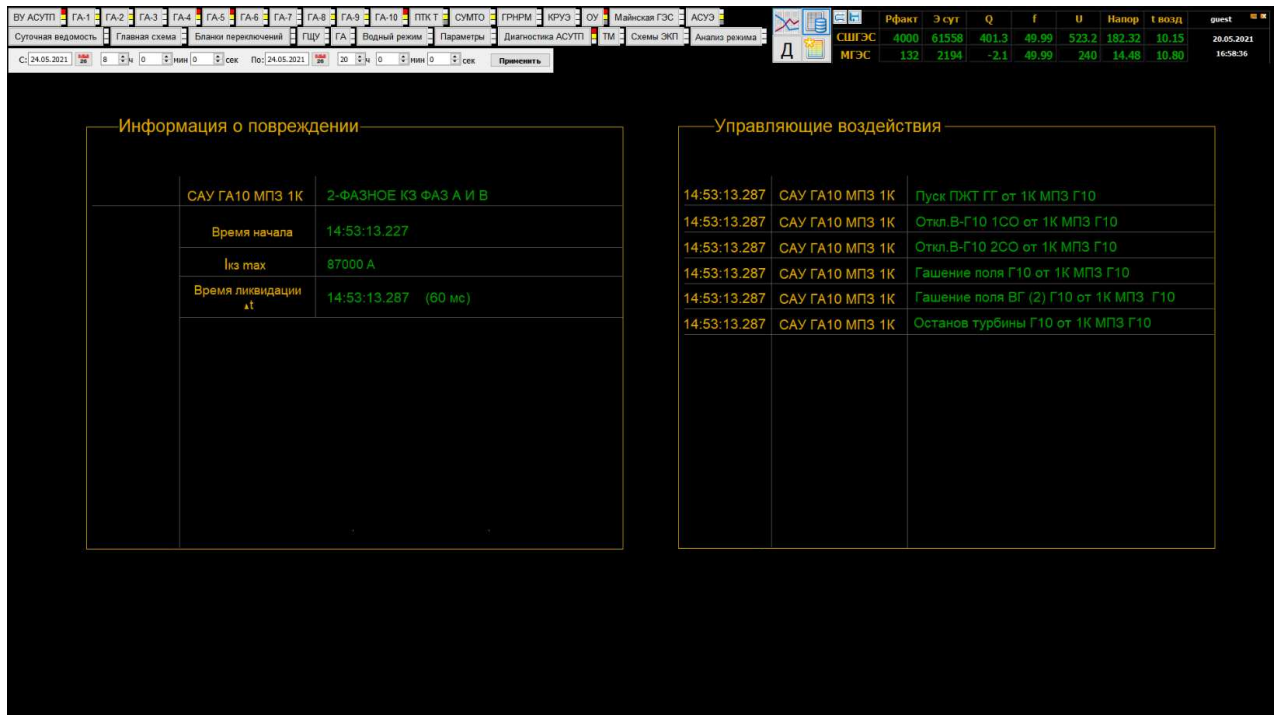


Рисунок 9.9 – Вкладка с информацией о повреждении

Второй режим – однофазное замыкание на землю в обмотке статора генератора. Основными сигналами для такого режима будут сигналы, изображенные на рисунке 9.10.

24.05.2021 11:39:27.970	+	SAU GA10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. Срабатывание защит (1 комплект)
24.05.2021 11:39:27.970	+	SAU GA10 МПЗ 1К	Г10 МПЗ. МА10. ЗЗГ орган основной гармоники. Откл.

Рисунок 9.10 – Дискретные сигналы при однофазном замыкании на землю

При появлении этих сигналов цифровой двойник начинает опрашивать память аналоговых сигналов. В данном примере необходимыми сигналами являются фазные напряжения и $3U_0$. Данные сигналы изображены на рисунках 9.11 и 9.12.

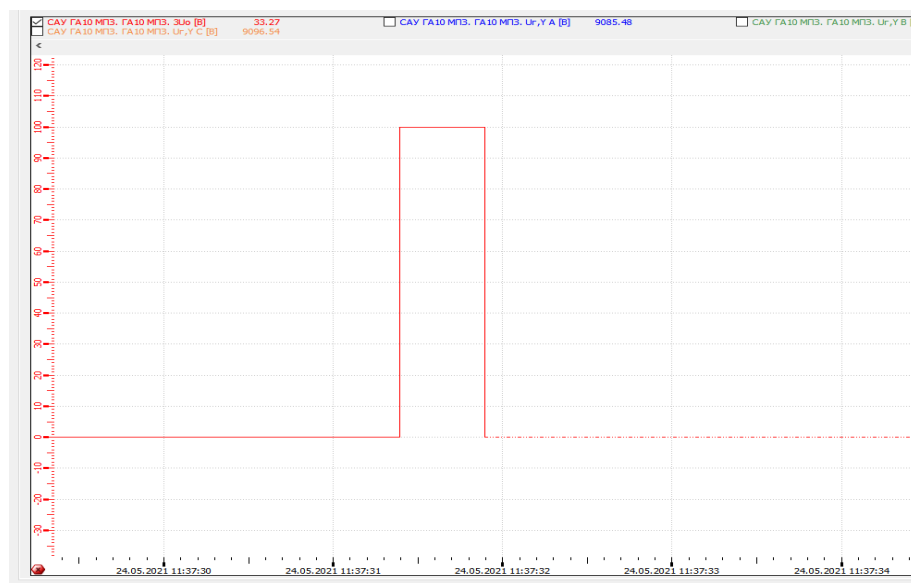


Рисунок 9.11 – Сигнал $3U_0$



Рисунок 9.12 – Аналоговые сигналы напряжений

На основе данных сигналов цифровой двойник определяет, что $3U_0 = 100$ В, напряжения в фазах В и С увеличились до линейных, а напряжение в фазе А уменьшилось до нуля, что является признаком однофазного замыкания на землю.

На основе этих данных цифровой двойник делает заключение, что данное повреждение – это однофазное замыкание на землю фазы А, и выводит всю информацию в верхний уровень АСУ ТП (рисунок 9.13).

ВУ АСУТП	ГА-1	ГА-2	ГА-3	ГА-4	ГА-5	ГА-6	ГА-7	ГА-8	ГА-9	ГА-10	ПКТ	СУМТО	ГРНФМ	КРЧУ	ОУ	Майнская ГЭС	АСУ
Случайная ведомость	Главная схема	Бланы переключений	ПДУ	ГА	Водный режим	Параметры	Диагностика АСУТП	ТМ	Схемы ЭКП	Анализ режимов							
С: 24.05.2021	В	М	О	Сек	По: 24.05.2021	В	М	О	Сек	Применить							

Рфонт	Э сур	Q	f	U	Напор	t водзд	смет
СШГЭС	4000	61558	461.3	49.99	523.2	182.32	10.15
МПЭС	132	2194	-2.1	49.99	240	14.48	10.80

Информация о повреждении	
САУ GA10 МПЗ 1К	ЗАМЫКАНИЕ НА ЗЕМЛЮ ФАЗЫ А
Время начала	11:39:27.410
$3U_0$	100 В
Время ликвидации	11:39:27.970 (560 мс)
U_a	0 В
U_b	15765 В
U_c	15765 В

Управляющие воздействия		
11:39:27.970	САУ GA10 МПЗ 1К	Откл. В-Г10 1СО от 1К МПЗ Г10
11:39:27.970	САУ GA10 МПЗ 1К	Откл. В-Г10 2СО от 1К МПЗ Г10
11:39:27.970	САУ GA10 МПЗ 1К	Гашение поля Г10 от 1К МПЗ Г10
11:39:27.970	САУ GA10 МПЗ 1К	Гашение поля ВГ (2) Г10 от 1К МПЗ Г10
11:39:27.970	САУ GA10 МПЗ 1К	Останов турбины Г10 от 1К МПЗ Г10

Рисунок 9.13 – Информация о повреждении

Был разработан прототип цифрового двойника РЗА, позволяющий автоматически определять характер повреждения основного оборудования. Данную технологию можно реализовать в действующей системе АСУ ТП ГЭС, а возможность гибкой настройки позволит не только адаптировать её под любое оборудование, но и расширить функционал.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс]// ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-eps.ru/>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. Ч. 1. Водно–энергетические расчеты режимов ГЭС /сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014
4. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. – 541с.
5. ГОСТ 21.501–2011 СПДС Правила выполнения рабочей документации архитектурных и конструкторских решений. – Введен 01.05.2013. Стандартиформ. 2013. – 45с.
6. ОСТ 108.023.105–84 Турбины гидравлические вертикальные поворотно–лопастные осевые. – Введен 08.05.1984. Ленинград. 1986.–12с.
7. СТО 17330282.27.140.022–2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования. – Введен 30.07.2008. «ЕЭС России». Москва. 2008. – 82 с.
8. СТО РусГидро 01.01.78–2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введен 30.07.2012. ОАО «РусГидро». Москва. 2012. – 290с.
9. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.1 Основное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
10. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.2 Вспомогательное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
11. ГОСТ Р 56302–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартиформ, 2015. – 28с.
12. ГОСТ Р 56303–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартиформ, 2015. – 21с.
13. ГОСТ Р 57114–2016 Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно–технологическое

управление. Термины и определения. Введен 04.10.2016 – Москва: Стандартинформ, 2016. – 20с.

14. СТО 17330282.27.140.008–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введен 15.05.2008 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 166с.

15. СТО 17330282.27.140.020–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введен 30.07.2008 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 38с.

16. СТО 56947007–29.240.10.249–2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. Введен 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19с.

17. СТО 56947007–29.240.30.047–2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Введен 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128с.

18. СТО 59012820–29.240.30.003–2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Введен 31.12.2009 – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132с.

19. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий /Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал, 2010. – 180с.

20. Файбесович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д.Л. Файбесовича. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376с: ил.

21. Неклепаев, Б.И. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.; ил.

22. Толстихина, Л.В. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования / сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал СФУ, 2012. – 40с.

23. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706с.

24. СНиП 2.06.06–85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

25. СНиП 2.06.04–82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

26. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.

27. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.

28. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
29. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.2. – 536 с.
30. СНиП 2.02.02–85. Основания гидротехнических сооружений. – М.: Госстрой, 1989.
31. СНиП 2.06.05–84. Плотины из грунтовых материалов. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
32. Гидрология и гидротехнические сооружения: Учеб. для вузов по спец. «Водоснабжение и канализация»/ Г.Н. Смирнов, Е.В. Курлович, И.А. Витрешко, И.А. Малыгина; Под редакцией Г.Н. Смирнова. М.: Высш. шк., 1988 – 472 с.: ил.
33. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117–ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
34. Dimitrios Mentisa, Manuel Welscha, Francesco Fusco Nerinia, Oliver Broada, Mark Howellsa, Morgan Baziliana, Holger Rognerab A GIS-based approach for electrification planning - A case study on Nigeria, Energy for Sustainable Development 29, December 2015, pp. 255–265.
35. Harald Kling, Philipp Stanzel, Martin Fuchs Regional assessment of the hydropower potential of rivers in West Africa, European Geosciences Union General Assembly, Archives of biochemistry and biophysics vol. 602, 2016, pp. 21-31.
36. Jiuping Xu, Ting Ni, Bobo Zheng Hydropower development trends from a technological paradigm perspective, Energy Conversion and Management, IEEE transactions on cybernetics vol. 46, no.3, 15 January 2015, pp. 694–705.
37. Mikhail Fedorov, Vladimir Badenko, Vladimir Maslikov, Alexander Chusov Site selection for flood detention basins with minimum environmental impact, Peter the Great St. Peterburg Polytechnic University, MATEC Web of Conferences vol. 73, 2016, pp. 30–43.
38. Рукосуева А.А., Толстихина Л.В. Предпроектное обоснование выбора агрегатов гидроэлектростанции, Саяно-Шушенский филиал СФУ, Материалы Юбилейной X международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи 2019" (Иркутск, 16-20 сентября 2019 г.); в 3 т. – Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2019. – Т. II, с. 208–212.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Таблица А.1 – Гидрологический ряд для реки Томь

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год}$
1933	202	177	158	1230	1830	1145	1020	1180	710	555	194	211	718
1934	195	166	160	985	2385	2180	1260	1150	850	310	360	245	854
1935	222	194	182	892	3725	1980	1090	923	385	305	260	235	866
1936	180	160	140	1100	2650	3190	2765	1271	435	620	450	302	1105
1937	280	225	202	1244	4730	3051	1922	1220	390	385	577	300	1211
1938	244	222	194	1928	2795	2880	2430	1775	1260	1045	720	313	1317
1939	325	270	233	1560	2850	1680	1544	1080	621	626	560	535	990
1940	220	150	180	1430	2145	1850	1280	920	825	610	310	333	854
1941	266	240	220	1285	4530	3171	1875	1225	732	630	425	290	1241
1942	290	240	220	1170	3090	2150	1975	1480	670	732	492	370	1073
1943	255	230	190	1370	2270	2190	1340	905	485	435	200	177	837
1944	163	140	180	1290	1760	1930	1590	1166	785	640	243	181	839
1945	175	160	120	1150	2190	1140	760	820	480	377	240	210	652
1946	190	170	160	1240	1970	2680	2080	1974	1150	1150	680	395	1153
1947	370	305	275	2330	1970	2325	2010	1733	1125	718	300	325	1149
1948	277	240	295	1720	2880	2140	1850	1081	750	740	416	280	1056
1949	272	240	195	1490	3030	2180	1690	1000	736	630	250	257	998
1950	230	226	231	1100	3870	3300	1300	1050	492	295	240	252	1049
1951	180	170	141	1320	2200	1370	960	715	480	425	240	215	701
1952	181	160	150	1075	3088	2600	1940	1335	385	590	265	240	1001
1953	220	180	210	1560	2140	1850	942	790	500	440	240	192	772
1954	185	170	150	1100	3130	2830	2790	1210	250	635	518	295	1105
1955	210	175	165	1320	2770	1630	840	890	430	675	330	241	806
1956	155	140	139	1450	1810	2100	1900	1360	870	740	570	240	956
1957	220	170	168	1700	2340	3370	1950	1420	1060	880	830	366	1206
1958	244	220	219	2040	3240	3770	3570	1991	1140	920	610	314	1523
1959	205	200	200	1800	2850	2720	1885	1090	800	515	300	241	1067
1960	200	190	185	1270	3100	2880	2510	1570	770	760	520	365	1193
1961	285	260	255	2790	2230	2920	2000	1695	1240	921	460	380	1286
1962	290	260	260	2180	2275	2050	970	970	330	480	240	220	877
1963	190	188	330	850	1910	2330	1235	850	615	570	740	333	845
1964	260	170	160	830	2860	1960	1500	970	310	430	280	220	829
1965	205	180	184	1350	3100	1620	1015	930	605	740	400	308	886
1966	230	220	200	1300	4300	3550	2330	1260	570	450	270	220	1242
1967	180	160	170	1360	1680	1430	1300	1900	760	710	340	225	851
1968	170	140	405	1800	2320	1615	890	810	440	450	240	215	791
1969	160	130	140	1410	5070	4245	2300	1470	1070	1000	590	311	1491
1970	240	210	230	2190	2310	3240	1825	1330	1030	960	440	310	1193
1971	219	201	205	2066	2865	2422	2000	1196	471	472	273	187	1048
1972	200	206	226	1870	2525	2024	1692	1094	640	665	314	270	977
1973	235	201	198	2234	2867	2862	2460	1303	801	591	369	247	1197
1974	186	154	174	1897	1861	1520	899	798	557	658	304	202	768
1975	174	155	155	1450	2035	3233	1808	992	580	548	353	182	972
1976	185	136	151	1121	2487	1879	1330	1445	778	944	374	236	922
1977	204	175	183	2385	2828	2307	1299	1169	921	824	568	232	1091
1978	210	200	220	2280	2020	1650	1180	1133	715	566	400	221	900
1979	220	200	200	1020	3100	2620	1410	1080	740	500	680	360	1011
1980	235	190	200	1120	1880	2030	1410	970	750	535	390	290	833
1981	130	133	150	1400	1840	1600	1230	900	640	660	137	110	744
1982	170	175	165	1565	1665	1680	860	880	530	570	480	180	743

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Таблица Б.1 – Расчет сработки–наполнения в маловодном году в первом приближении

Месяцы	Расходы, м ³ /с					Объёмы водохранилища, км ³			Уровни, м				Напор, м		Мощность, МВт	
	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВВ (нач)}	Z _{ВВ (кон)}	Z _{ВВ (ср)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}	N _{гар}	
Ноябрь	115	673	350	788	790	23,650	1,74	21,91	188,00	186,84	187,42	144,5	42,36	287	287	
Декабрь	88	945	350	1033	1035	21,91	2,53	19,38	186,84	185,60	186,22	145,7	40,54	360	360	
Январь	106	961	350	1067	1069	19,38	2,57	16,80	185,60	184,54	185,07	145,8	39,22	360	360	
Февраль	109	742	350	851	853	16,80	1,79	15,01	184,54	183,50	184,02	144,8	39,22	287	287	
Март	146	202	350	348	350	15,01	0,54	14,47	183,50	183,10	183,30	142,1	41,22	123	ВХК	
Апрель	1426	-793	635	633	635	14,47	-2,06	16,52	183,10	184,40	183,75	144,5	39,26	214	ВХК	
Май	1908	-1275	635	633	635	16,52	-3,41	19,94	184,40	185,84	185,12	144,5	40,62	221	ВХК	
Июнь	1598	-965	635	633	635	19,94	-2,50	22,44	185,84	187,17	186,50	144,5	42,01	229	ВХК	
Июль	1228	-595	635	633	635	22,44	-1,59	24,03	187,17	188,28	187,72	144,5	43,23	235	ВХК	
Август	898	-265	635	633	635	24,03	-0,71	24,74	188,28	188,78	188,53	144,5	44,03	240	ВХК	
Сентябрь	638	-5	635	633	635	24,74	-0,01	24,75	188,78	188,79	188,78	144,5	44,29	241	ВХК	
Октябрь	638	-5	635	633	635	24,75	-0,01	24,77	188,79	188,80	188,79	144,5	44,30	241	ВХК	

Таблица Б.2 – Расчет сработки–наполнения в маловодном году в последнем приближении

Месяцы	Расходы, м ³ /с					Объёмы водохранилища, км ³			Уровни, м				Напор, м		Мощность, МВт	
	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВВ (нач)}	Z _{ВВ (кон)}	Z _{ВВ (ср)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}	N _{гар}	
Ноябрь	115	767	350	882	884	23,650	1,99	21,66	188,00	186,70	187,35	145,0	41,74	317	317	
Декабрь	88	1049	350	1137	1139	21,66	2,81	18,85	186,70	185,39	186,04	146,2	39,87	390	390	
Январь	106	1076	350	1182	1184	18,85	2,88	15,97	185,39	184,11	184,75	146,4	38,38	390	390	
Февраль	109	862	350	971	973	15,97	2,08	13,89	184,11	182,62	183,36	145,4	37,97	317	317	
Март	146	202	350	348	350	13,89	0,54	13,35	182,62	182,11	182,36	142,1	40,28	121	ВХК	
Апрель	1426	-793	635	633	635	13,35	-2,06	15,40	182,11	183,77	182,94	144,5	38,44	209	ВХК	
Май	1908	-1275	635	633	635	15,40	-3,41	18,82	183,77	185,38	184,57	144,5	40,08	218	ВХК	
Июнь	1598	-965	635	633	635	18,82	-2,50	21,32	185,38	186,50	185,94	144,5	41,45	226	ВХК	
Июль	1228	-595	635	633	635	21,32	-1,59	22,91	186,50	187,48	186,99	144,5	42,50	231	ВХК	
Август	898	-265	635	633	635	22,91	-0,71	23,62	187,48	187,98	187,73	144,5	43,23	235	ВХК	
Сентябрь	638	-5	635	633	635	23,62	-0,01	23,63	187,98	187,99	187,98	144,5	43,49	237	ВХК	
Октябрь	638	-5	635	633	635	23,63	-0,01	23,65	187,99	188,00	187,99	144,5	43,50	237	ВХК	

Окончание приложения Б

Таблица Б.3 – Расчет сработки–наполнения в средневодном году по гарантированной мощности

Месяцы	Расходы, м ³ /с					Объёмы водохранилища, км ³			Уровни, м				Напор, м	Мощность, МВт	Выработка, млн. кВт · ч
	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВВ (нач)}	Z _{ВВ (кон)}	Z _{ВВ (ср)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}	Э _{гэс}
Ноябрь	292	641	350	933	1435	23,650	1,66	21,99	188,00	186,89	187,44	147,4	39,44	78	235,55
Декабрь	248	952	350	1200	1702	21,99	2,55	19,44	186,89	185,63	186,26	148,5	37,80	136	290,16
Январь	176	1070	350	1246	1748	19,44	2,87	16,57	185,63	184,43	185,03	148,6	36,40	136	262,10
Февраль	182	841	350	1023	1525	16,57	2,03	14,54	184,43	183,16	183,79	147,8	35,99	76	235,55
Март	222	444	350	666	668	14,54	1,19	13,35	183,16	182,11	182,63	143,8	38,79	39	159,98
Апрель	1896	-898	635	998	1000	13,35	-2,33	15,68	182,11	183,94	183,02	146,7	36,36	48	232,18
Май	2593	-1395	635	1198	1200	15,68	-3,74	19,41	183,94	185,62	184,78	147,7	37,07	50	275,02
Июнь	2022	-924	635	1098	1100	19,41	-2,40	21,81	185,62	186,78	186,20	147,2	39,00	69	274,00
Июль	1690	-592	635	1098	1100	21,81	-1,59	23,39	186,78	187,82	187,30	147,2	40,10	43	281,73
Август	1092	-84	635	1008	1010	23,39	-0,22	23,62	187,82	187,98	187,90	146,7	41,18	45	257,02
Сентябрь	638	-5	635	633	635	23,62	-0,01	23,63	187,98	187,99	187,98	144,5	43,49	47	176,13
Октябрь	643	-5	635	638	640	23,63	-0,01	23,65	187,99	188,00	187,99	144,5	43,46	45	171,70

Таблица Б.4 – Баланс мощности энергосистемы

Месяц	Энергосистема			Существующие ГЭС				Проектируемая ГЭС				Существующие ТЭС			
	P _{max} , МВт	P _{нагр} , МВт	P _{авар} , МВт	P _{раб} , МВт	P _{нагр} , МВт	P _{рем} , МВт	P _{авар} , МВт	P _{раб} , МВт	P _{нагр} , МВт	P _{рем} , МВт	P _{авар} , МВт	P _{раб} , МВт	P _{нагр} , МВт	P _{рем} , МВт	P _{авар} , МВт
I	4325	86	346	552	47	0	0	467	40	0	0	3305	0	0	346
II	4201	84	336	460	43	0	0	435	41	0	0	3306	0	0	336
III	3987	80	319	432	50	0	0	258	30	0	0	3298	0	0	319
IV	3740	75	299	387	39	0	0	353	36	0	0	3000	0	0	299
V	3526	71	282	316	34	0	0	340	37	0	0	2870	0	70	282
VI	3402	68	272	322	32	0	0	362	36	0	0	2718	0	206	272
VII	3402	68	272	322	33	0	0	352	36	0	0	2729	0	206	272
VIII	3526	71	282	316	33	0	0	355	37	0	0	2855	0	70	282
IX	3740	75	299	387	37	0	0	385	37	0	0	2968	0	0	299
X	3987	80	319	432	42	92	0	387	38	78	0	3168	0	0	319
XI	4201	84	336	460	43	0	0	435	41	0	0	3306	0	0	336
XII	4325	86	346	552	47	0	0	467	40	0	0	3306	0	0	346

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ГИДРОТУРБИННОЕ, ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Таблица В.1 – Выбор гидротурбины

ПЛИ50-В						
D_1 , м	5	5,6	6	6,3	7,1	7,5
$\eta_{нт}$	0,922	0,923	0,924	0,924	0,972	0,926
$N'_{арр}$, кВт	72,4	90,9	104,4	115,2	153,8	163,6
$Z'_{арр}$	7,00	5,58	4,85	4,40	3,30	3,10
$Z_{арр}$	8	6	6	6	4	4
$N_{арр}$, кВт	63,4	84,5	84,5	84,5	126,8	126,8
Δ_p	1,039	1,041	1,041	1,042	1,096	1,044
$n'_{с1}$, об/мин	140,73	125,72	117,38	111,82	101,75	94,01
$n_{с1}$, об/мин	142,8	125	115,4	115,4	100	93,8
n'_{1min} , об/мин	102,6	100,5	99,4	104,3	99,4	100,9
$n'_{1р}$, об/мин	117,7	115,3	114,0	119,7	114,0	115,7
n'_{1max} , об/мин	121,0	118,6	117,2	123,1	117,2	119,0
ПЛД50-В60						
D_1 , м	5,6	6	6,3	7,1	7,5	8
$\eta_{нт}$	0,913	0,914	0,915	0,916	0,917	0,917
$N'_{арр}$, кВт	80,4	101,0	116,1	128,0	162,8	181,8
$Z'_{арр}$	6,30	5,02	4,37	3,96	3,11	2,79
$Z_{арр}$	8	6	6	4	4	3
$N_{арр}$, кВт	63,4	84,5	84,5	126,8	126,8	169,0
Δ_p	1,061	1,062	1,063	1,063	1,065	1,065
$n'_{с1}$, об/мин	138,49	123,73	115,52	110,05	97,71	92,53
$n_{с1}$, об/мин	136,4	125	115,4	107,1	100	93,8
n'_{1min} , об/мин	97,0	99,5	98,4	95,8	100,8	99,8
$n'_{1р}$, об/мин	111,3	114,2	112,9	110,0	115,6	114,6
n'_{1max} , об/мин	114,4	117,4	116,0	113,0	118,9	117,8

Таблица В.2 – Расчетные и максимальные точки

Наименование	$Q'_1 \cdot \eta_{нт}$	Q'_1 , м ³ /с	$\eta_{нт}$	$Q'_{1max} \cdot \eta_{нт}$	Q'_{1max}	$\eta_{нт}$
ПЛИ50-В-500	1,265	1,405	0,9	0,837	0,919	0,911
ПЛИ50-В-600	1,171	1,29	0,908	0,775	0,855	0,907
ПЛИ50-В-630	1,062	1,165	0,912	0,703	0,775	0,908
ПЛД50-В60°-500	1,265	1,425	0,888	0,837	0,931	0,9
ПЛД50-В60°-560	1,344	1,53	0,911	0,769	0,84	0,91
ПЛД50-В60°-600	1,171	1,3	0,912	0,689	0,76	0,907

Таблица В.3 – Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах

Наименование	$Q'_{max.сан}$	$Q'_{min.сан}$
ПЛИ50-В-500	0,87	1,03
ПЛИ50-В-600	0,61	0,71
ПЛИ50-В-630	0,55	0,65
ПЛД50-В60°-500	0,86	1,02
ПЛД50-В60°-560	0,69	0,81
ПЛД50-В60°-600	0,60	0,71

Окончание приложения В

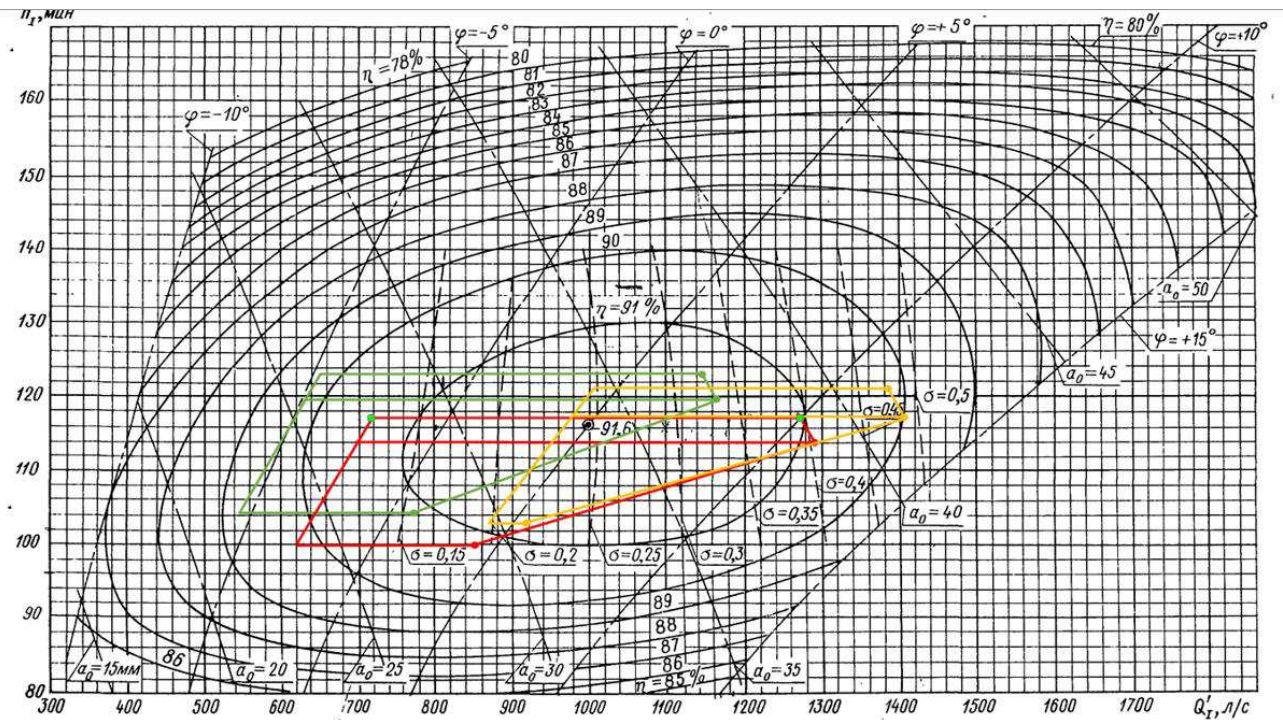


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛ50-В-500 (оранжевый), ПЛ50-В-600 (красный) и ПЛ50-В-630 (зеленый)

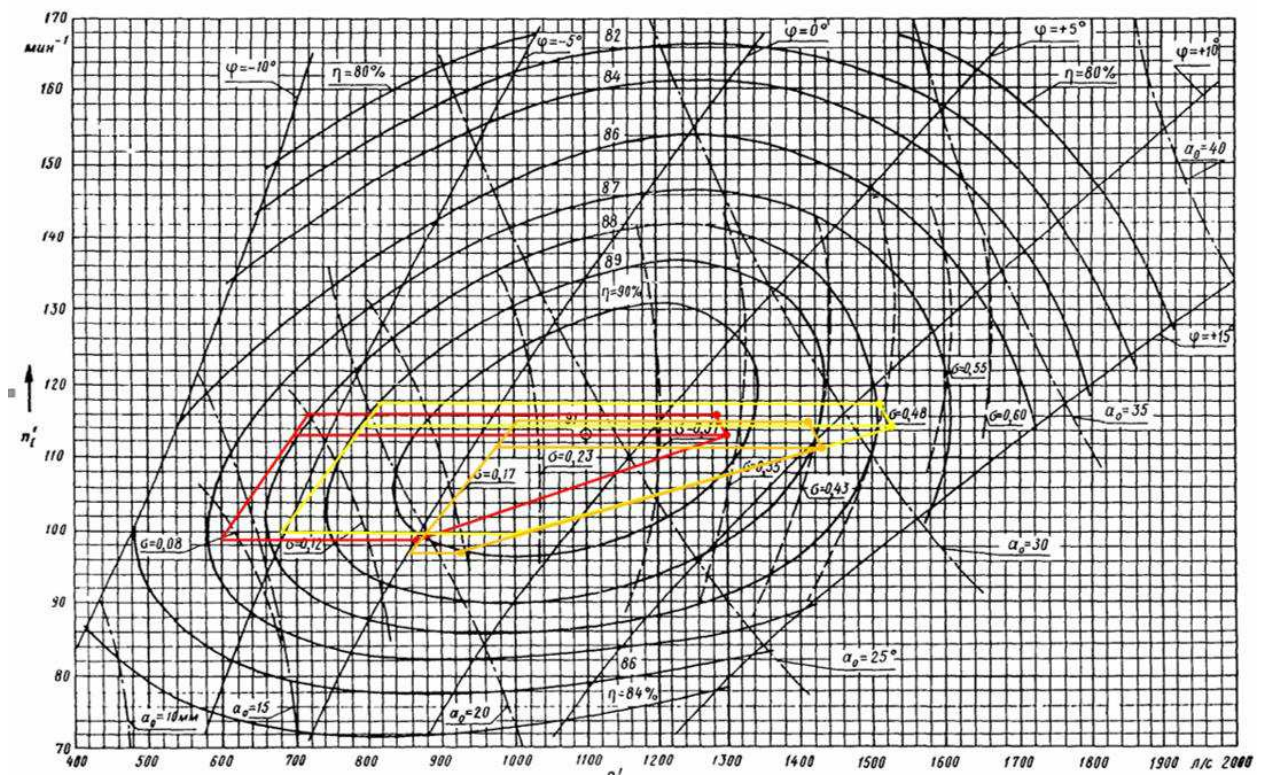


Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛД50-В60°-500 (оранжевый), ПЛД50-В60°-560 (желтый) и ПЛД50-В60°-600 (красный)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,836 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,93 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,27 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	5 В	5 В
		t_2	U_{0G}		15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,2	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	15 В	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	-	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	140 В	0,32А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	120 В	0,675 А
		ОТС I	$I_{2СЗ.}$	0,29 А	0,99 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	0,627 А	4,82 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	0,92 А	4,95 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	4,47 А	6,9 А
		ПУСК	U_{CP}	4,6 А	66 В
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	6,4 А	0,4 Ом
		2 ступень	Z_{II}	1,32 Ом	1,7 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P СИГН.$	5,07 Ом	5,35 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	4,73 А	5,5 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	4,86 А	12,25 А

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ-220	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1					+		
		t_2	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1						+
			t_2					+	
		t_3	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1						+
			t_2					+	
		t_3	+	+					
ДЗ	1 ступень	t_1					+		
		t_2	+	+	+				
	2 ступень	t_1						+	
		t_2						+	
		t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
НАГРУЗКИ НА ВОДОСЛИВНУЮ ПЛОТИНУ

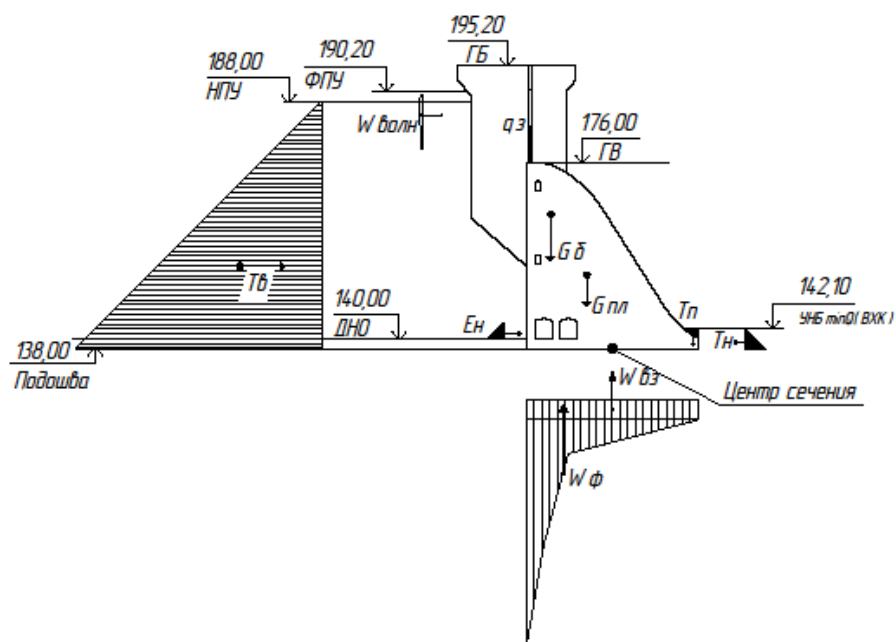


Рисунок Д.1 – Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

НАПРЯЖЕНИЕ В КОНТАКТНОМ СЕЧЕНИИ "ОСНОВАНИЕ-БЕТОН"

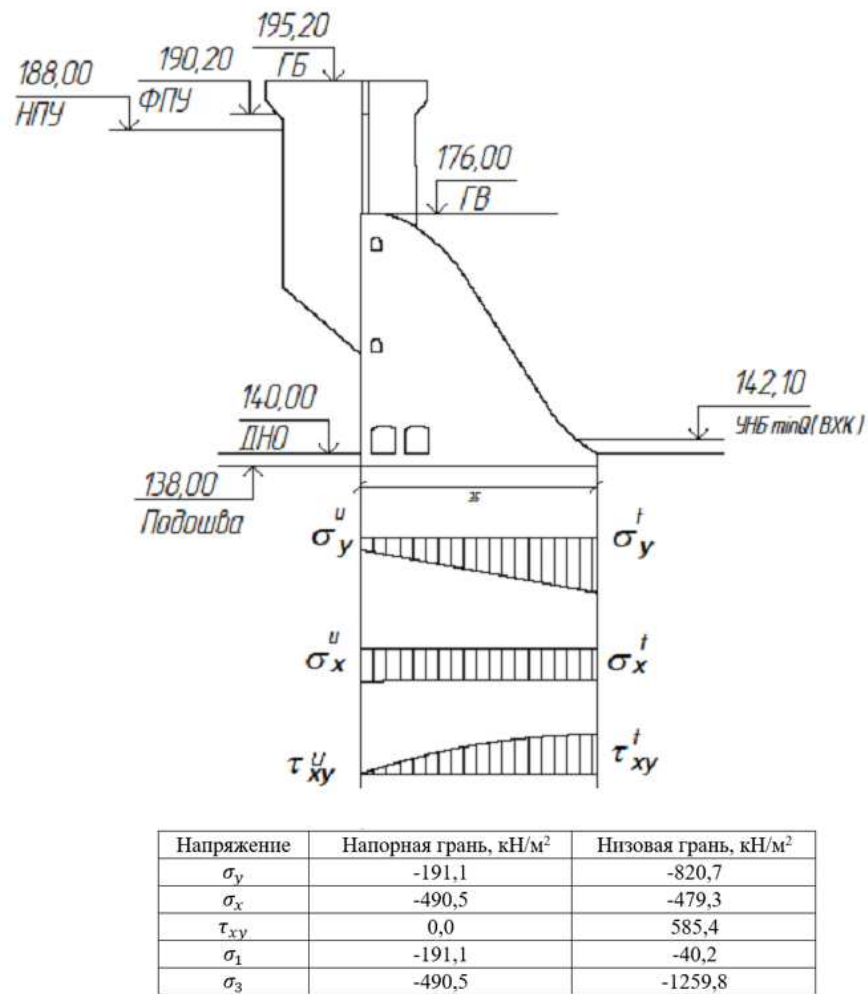



Рисунок Е.1 – Напряжение в контактном сечении "основание-бетон"

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

Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических систем и
электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев

«18» июня 2021 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОКОЛОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОМЬ.
ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ
ДЛЯ ГЭС

Руководитель 
18.06.21
подпись, дата

Инженер 1-ой категории
филиал ПАО «РусГидро» А.В. Широков
«Саяно-Шушенская ГЭС
им. П.С. Непорожного»
должность, ученая степень

Выпускник 
18.06.21
подпись, дата

И.А. Лукуц

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Соколовской ГЭС на реке Томь. Цифровые двойники. Возможность применения для ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР


подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты


подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата инициалы, фамилия

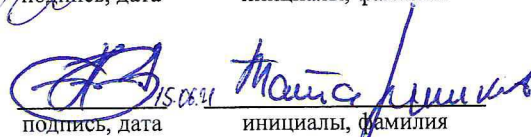
Релейная защита и автоматика


подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла


подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование


подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата инициалы, фамилия