

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ _____
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗЕЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЗЕЯ.
ТАХОГЕНЕРАТОРЫ И ДРУГИЕ ДАТЧИКИ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ
ГИДРОАГРЕГАТА**

инженер по РЗА Службы релейной защиты,
автоматики и метрологии филиала ПАО «РусГидро» –
«Саяно-Шушенская ГЭС

Руководитель _____
подпись, дата

имени П.С. Непорожного»
должность

В.В. Кислер
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

М.Ю. Попадьин
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Зейской ГЭС на реке Зeya. Тахогенераторы и другие датчики частоты вращения гидроагрегата».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
Безопасность. Охрана
окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

ОТЗЫВ

руководителя Кислера В.В., инженер по РЗА Службы релейной защиты,
автоматики и метрологии
Филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С.
Непорожнего» о бакалаврской работе
«Проектирование Зейской ГЭС на реке Зeya. Тахогенераторы и другие датчики
частоты вращения гидроагрегата»
Попадьяна Максима Юрьевича

Бакалаврская работа «Проектирование Зейской ГЭС на реке Зeya» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен первоначальный анализ исходных данных, выполнены водно-энергетические расчеты, выбрано основное и вспомогательное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты, выбрана схема электрических соединений ГЭС, произведен расчет сооружений гидроузла, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, выполнен расчет технико-экономических показателей проекта.

В рамках спец. вопроса были рассмотрены принципы и назначения датчиков частоты вращения, которые применяются в системах и устройствах автоматики и вычислительной техники. Для проектируемой гидроэлектростанции были выбраны датчики частоты вращения гидроагрегата, а также разработана схема подключения тахогенератора к автоматике ГЭС.

В процессе выполнения дипломного проекта студент М.Ю. Попадьян показал хороший уровень теоретических знаний, проявил инженерный подход к решению задач, возникающих в процессе выполнения работы.

Бакалаврская работа «Проектирование Зейской ГЭС на реке Зeya. Тахогенераторы и другие датчики частоты вращения гидроагрегата» заслуживает положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: _____

подпись

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Зейской ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные.....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Сейсмические условия.....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
1.2.1 Суточные графики нагрузки	12
1.2.2 Годовые графики средних и максимальных нагрузок	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	14
2 Водно-энергетические расчеты	15
2.1 Регулирование стока воды	15
2.1.1 Исходные данные	15
2.1.2 Выбор расчетного маловодного и средневодного гидрографов	15
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов	16
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	16
2.2.2 ВЭР по условиям маловодного года	17
2.2.3 Определение установленной мощности, проектируемой ГЭС	18
2.2.4 ВЭР по условиям средневодного года	20
3 Основное и вспомогательное оборудование	21
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	21
3.1.1 Построение режимного поля.....	21
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным.....	23
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	27
3.2.1 Определение отметки рабочего колеса.....	27
3.2.2 Расчёт и построение металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата.....	29
3.2.3 Расчет вала на прочность	30
3.2.4 Расчёт подшипника	30
3.3 Выбор вспомогательного оборудования	32
3.3.1 Выбор маслонапорной установки	32
3.3.2 Выбор ЭГР	32
3.3.3 Выбор серийного гидрогенератора	32
4 Электрическая часть	34
4.1 Выбор структурной схемы	34
4.1.1 Определение количества и типа ТСН	35
4.1.2 Определение количества отходящих линий.....	36
4.1.3 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	37

4.2 Выбор основного оборудования	39
4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд	39
4.2.2 Выбор силовых трансформаторов для схемы с простым блоком.....	39
4.2.3 Выбор силовых трансформаторов для схемы с укрупненным блоком ..	41
4.2.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	42
4.3 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме	43
4.3.1 Расчет исходных данных.....	43
4.3.2 Внесение данных в программный комплекс RastrWin.....	44
4.3.3 Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrWin.....	45
4.3.4 Расчет ударных токов короткого замыкания	46
4.3.5 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжеленного режимов	47
4.4 Выбор электрических аппаратов	48
4.4.1 Выбор электрических аппаратов на генераторном напряжении.....	48
4.4.2 Выбор электротехнического оборудования ОРУ 220 кВ.....	49
4.5 Схема собственных нужд	51
4.6 Выбор дизель-генераторной установки	51
5 Релейная защита и автоматика.....	52
5.1 Технические данные защищаемого оборудования.....	52
5.2 Расчет номинальных токов	53
5.3 Перечень защит основного оборудования.....	54
5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($U_N (U_0)$) ..	58
5.7 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	61
5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2).....	62
5.9 Защита от симметричных перегрузок(I_1)	65
5.10 Дистанционная защита генератора $Z_1 <$, $Z_2 <$	67
5.12 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	72
6 Компонировка и сооружения гидроузла	73
6.1 Исходные данные	73
6.2 Определение класса сооружения.....	73
6.3 Определение отметки гребня глухой плотины	73
6.4 Гидравлический расчёт плотины и НБ	76
6.4.1 Определение ширины водосливного фронта	76
6.4.2 Определение отметки гребня водослива	77
6.4.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову	79
6.4.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	80
6.4.5 Расчет носка-трамплина и отлета дальности струи.....	81
6.4.6 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	83
6.4.7 Расчет аварийного водосброса (глубинный)	84
6.5 Конструирование бетонной плотины.....	85

6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	85
6.5.2	Разрезка плотины швами	87
6.5.3	Быки	87
6.5.4	Устои	88
6.5.5	Дренаж тела бетонных плотин	88
6.5.6	Галереи в теле плотины	89
6.5.8	Дренажные устройства в основании	90
6.6	Определение основных нагрузок на плотину	90
6.6.1	Вес сооружения	90
6.6.2	Сила гидростатического давления воды	91
6.6.3	Волновое воздействие	91
6.6.4	Взвешивающее давление	91
6.6.5	Сила фильтрационного давления	92
6.6.6	Давление грунта	93
6.7	Оценка прочности плотины	93
6.8	Критерии прочности плотины	96
6.9	Обоснование устойчивости плотины	96
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	98
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	98
7.2	Охрана труда	98
7.3	Противопожарная безопасность	100
7.4	Объекты водяного пожаротушения	101
7.4.1	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	101
7.5	Воздействия гидротехнических станций на природную среду в	102
HYPERLINK \1 "_Toc11308004" 7.6 Мероприятия по подготовке зоны		
в		
в.7	Водоохранная зона	104
в.7.1	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	105
8	Оценка объемов реализации энергии и расходов	107
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	107
8.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	107
8.3	Налоговые расходы	110
8.4	Оценка суммы прибыли	111
8.5	Анализ денежных потоков	112
8.6	Оценка инвестиционного проекта	112
8.7	Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта	112
8.8	Показатели коммерческой эффективности проекта	113
8.9	Бюджетная эффективность	113
8.10	Анализ чувствительности	114
9	Тахогенераторы и другие датчики частоты вращения гидроагрегата	117
9.1	Общие сведения	117
9.2	Тахогенератор	118
9.2.1	Тахогенераторы постоянного тока	119
9.2.2	Асинхронные тахогенераторы	120
ю		
щ		
и		
е		

9.2.3 Синхронные тахогенераторы	121_Тос11308025
9.2.4 Требования к тахогенераторам	121
9.3 Индуктивный датчик частоты вращения	122
9.4 Выбор датчика частоты вращения проектируемой ГЭС	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
Список использованных источников	127
Приложения А-Е.....	129-150

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЗЕЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование рекиЗея;
2. Местонахождение ГЭС Амурская область;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 773 м³/с;
 - б) всех турбин 1136 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью:
 - 0,5% 5383 м³/с;
 - 0,1% 6265 м³/с;
 - 0,01% 7259 м³/с;
 - г) минимальный 4 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока Годовой;
 - б) отметка:
 - НПУ 313,00 м;
 - ФПУ 315,40 м;
 - УМО 304,00 м;
 - в) объемы:
 - полный 40,00 км³;
 - полезный 10,09 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 95,44 м;
 - б) расчетный 87,80 м;
 - в) минимальный 82,81 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 840 МВт;
 - гарантированная 766 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 5,03 млрд. кВт ч;
8. Плотина (длина по гребню / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая бетонная 160 м / 97,24 м ;
 - б) стационарная 80 м / 108,20 м;
 - в) водосливная бетонная 117 м / 108,20 м;
 - г) правобережная глухая бетонная 380 м / 108,20 м;
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и ширина пролетов 4 пролетов по 16 м;
 - в) длина водосливно-го фронта 64 м;
 - г) максимальная высота 108,20 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;

- в) грунты в основании.....гранит;
- г) тип спиральной камерыметаллическая спиральная;
- д) расстояние между осями агрегатов..... 16 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип гидротурбиныРО115-В-530;
- б) тип гидрогенератора СВ 1130/220-44УХЛ4;
- в) мощность гидрогенератора 253 МВА;
- г) частота вращения 136,4 об/мин;
- д) тип силовых трансформаторов..... ТДЦ-250000/220 У1;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельная стоимость мощности90770 руб./кВт;
- б) себестоимость электроэнергии.....0,19 руб./кВт·ч;
- в) срок окупаемости9 лет, 6 мес.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции играют значимую роль в современных энергосистемах. Помимо генерации электроэнергии, ГЭС обладают важным свойством – высокой маневренностью. В то время как другие традиционные источники электроэнергии не позволяют производить быстрый набор или сброс нагрузки, ГЭС способны в течение нескольких минут существенно увеличить или уменьшить объемы выработки электроэнергии, поэтому кроме выработки электроэнергии, задачами гидроэлектростанций являются: покрытие пиковых зон графика нагрузки, регулирование частоты в энергосистеме, регулирование активной и реактивной мощности.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования ГЭС и подбор оптимальных инженерных решений.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Зея— крупнейшая река бассейна Амура. Берёт начало в хребте Токинский Становик на южных склонах системы Станового хребта. В верхнем течении, от истока до устья Селемджи, имеет преимущественно горный характер; здесь долина её ограничена высокими склонами. В месте пересечения хребта Тукурингра река течёт в глубоком скалистом ущелье. Ниже впадения Селемджи, в своём нижнем течении, Зея выходит на равнину, где её долина расширяется, а русло расчленяется на многочисленные рукава. Длина реки составляет 1242 км, площадь бассейна составляет 233000 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Район расположения проектируемого гидроузла относится к резко континентальному климатическому району. Среднегодовая температура воздуха в районе створа составляет -0,8°С, годовая амплитуда самого холодного и самого теплого месяца в среднем достигает 55°С, абсолютный минимум -47,8°С, абсолютный максимум +40°С. Годовая сумма осадков около 560 мм.

1.1.2 Гидрологические данные

Гидрологический ряд реки Зея за период 1930-1979 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи ВБ и НБ

Кривая связи объемов и уровней ВБ		Кривая связи расходов и уровней НБ	
$V, км^3$	$Z_{вб}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{нб}, м$
0	217,00	0	217,00
5	242,01	200	217,91
10	261,71	400	218,76
15	276,90	600	219,54
20	288,50	800	220,25
25	297,36	1000	220,89
30	304,09	1200	221,47
35	309,17	1400	221,98
40	313,00	1600	222,43
51,1	320,00	1800	222,80

Кривые связи ВБ и НБ представлены на рисунках 1.1 и 1.2 соответственно.

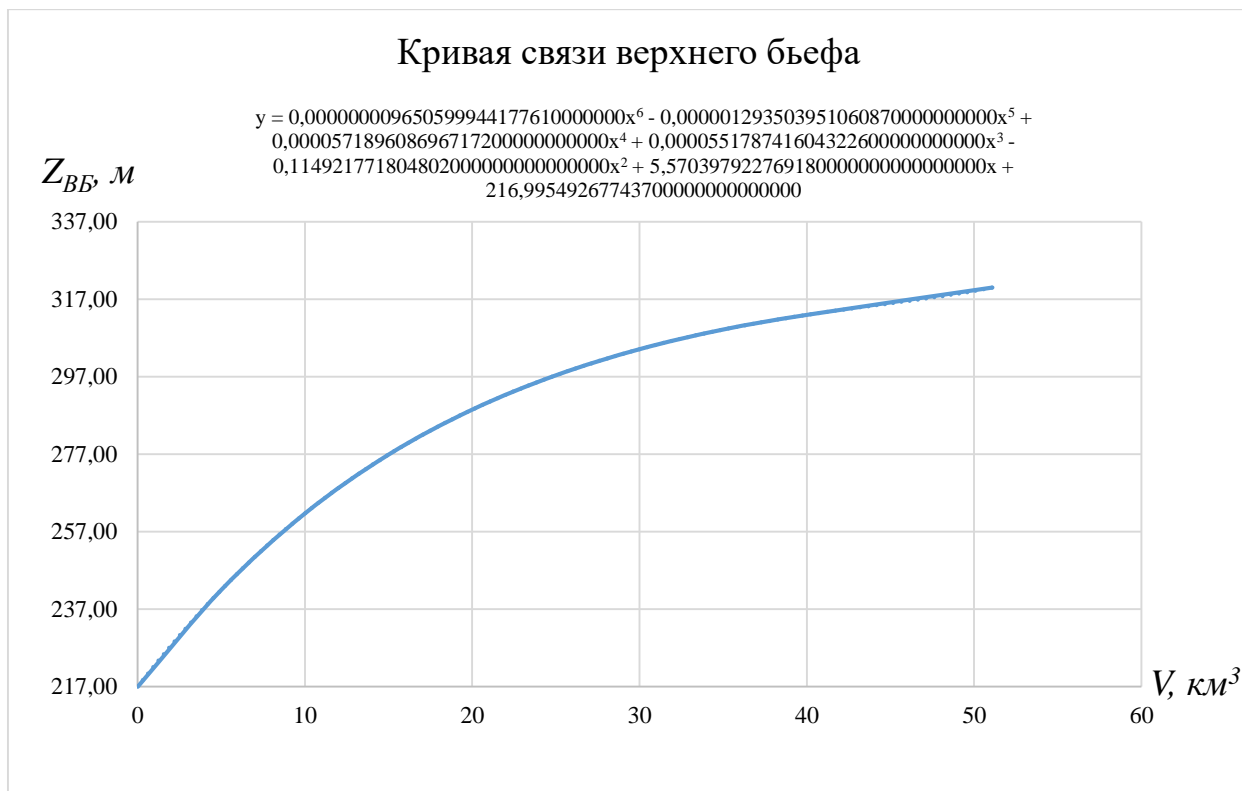


Рисунок 1.1 – Кривая связи верхнего бьефа

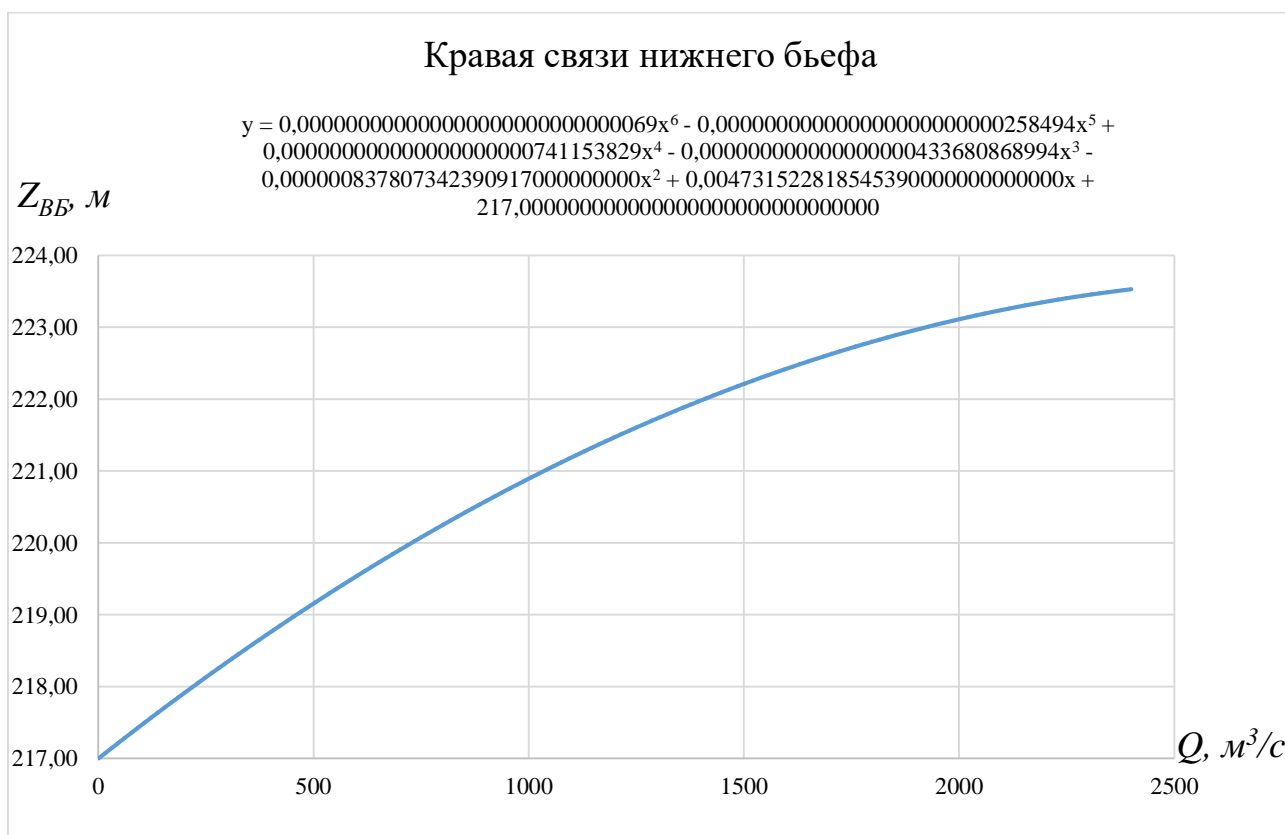


Рисунок 1.2 – Кривая связи нижнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

Согласно геологическим данным в районе створа проектируемого гидроузла нет тектонического контакта.

Основание реки Зeya сложено мрамором.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиП [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования России, сейсмическая активность района расположения проектируемого Северодвинского гидроузла составляет 5 баллов по шкале MSK-64.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Зейская ГЭС входит в ОЭС Востока. ОДУ Востока включает в себя 19 электростанций с суммарной установленной мощностью 9186,5 МВт. Годовая выработка энергосистемы составляет 36,801 млрд кВт·ч.

1.2.1 Суточные графики нагрузки

Зная выработки ОДУ и РДУ, определяется коэффициент мощности k_N :

$$k_N = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{101,279}{6,19} = 16,36, \quad (1.1)$$

Далее производится расчет предварительных типовых графиков нагрузки РДУ для зимних и летних суток (Приложение А, таблица А.2), после чего производится их корректировка для уравнения суточных выработок с предположительными графиками нагрузки.

Значения скорректированных типовых графиков нагрузки РДУ для зимних и летних суток приведены в приложении А, таблица А.3.

По полученным значениям типовых графиков нагрузки рассчитываются интегральные кривые нагрузки РДУ. Расчет интегральных кривых для зимних и летних суток представлен в приложении А, таблицы А.4 и А.5.

1.2.2 Годовые графики средних и максимальных нагрузок

Значения для годовых графиков средних и максимальных нагрузок представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Расчет годовых графиков средних и максимальных нагрузок

Месяц	$P_{t \max}$, МВт	$P_{t \text{ сред}}$, МВт
1	5217	4830
2	4962	4578
3	4521	4141
4	4011	3636
5	3569	3198
6	3313	2945
7	3312	2944
8	3566	3196
9	4008	3633
10	4518	4138
11	4960	4576
12	5217	4830

При заполнении таблицы 1.2 используются формулы:

$$P_{t \max} = a_{\max} + b_{\max} \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (1.2)$$

где a_{\max} и b_{\max} – параметры, вычисляемые по формулам (1.3) и (1.4).

$$a_{\max} = \frac{P_{\max}^{\text{зим}} + P_{\max}^{\text{лет}}}{2} = \frac{5251 + 3279}{2} = 4265 \text{ МВт} \quad (1.3)$$

$$b_{\max} = \frac{P_{\max}^{\text{зим}} - P_{\max}^{\text{лет}}}{2} = \frac{5251 - 3279}{2} = 986 \text{ МВт} \quad (1.4)$$

$$P_{t \text{ сред}} = a_{\text{сред}} + b_{\text{сред}} \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (1.5)$$

где $a_{\text{сред}}$ и $b_{\text{сред}}$ – параметры, вычисляемые по формулам (1.6) и (1.7).

$$a_{\text{сред}} = \frac{\overline{P}^{\text{зим}} + \overline{P}^{\text{лет}}}{2} = \frac{4864 + 2911}{2} = 3887 \text{ МВт} \quad (1.6)$$

$$b_{\text{сред}} = \frac{\overline{P}^{\text{зим}} - \overline{P}^{\text{лет}}}{2} = \frac{4864 - 2911}{2} = 979 \text{ МВт} \quad (1.7)$$

Годовой график средних и максимальных нагрузок представлен на рисунке 1.3.

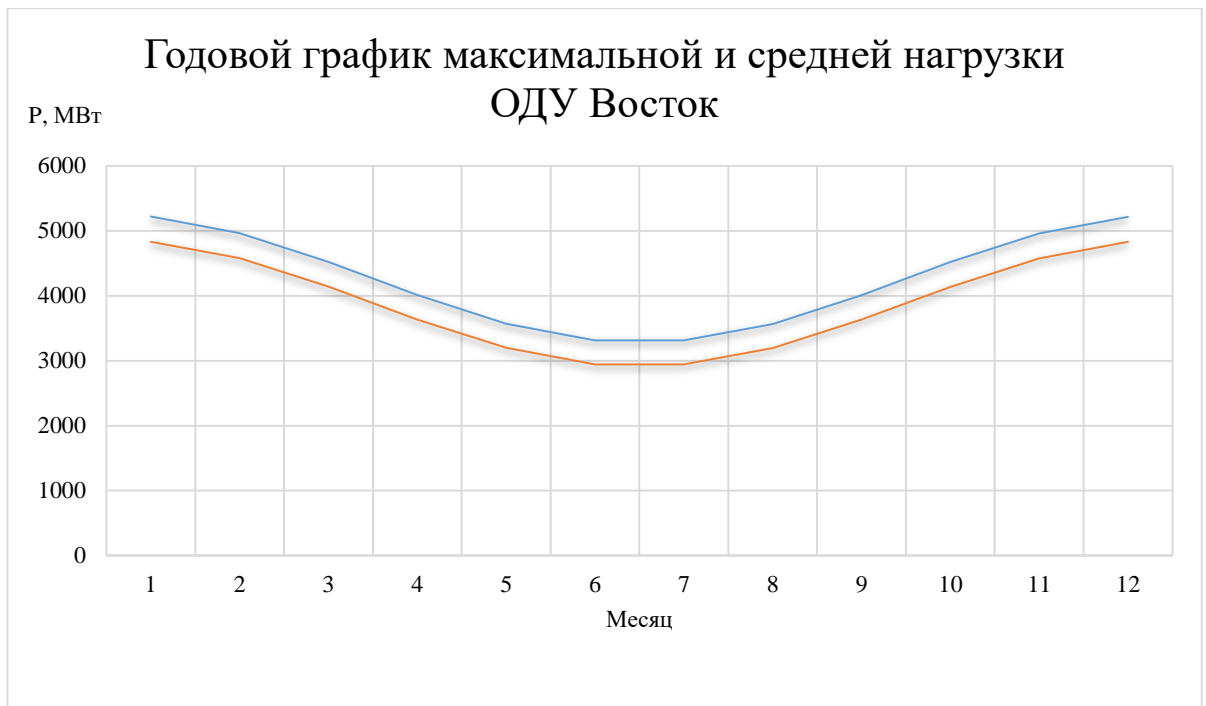


Рисунок 1.3 – Годовой график средних и максимальных нагрузок

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В процессе проектирования в качестве аналога была принята Зейская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

Исходными данными для проведения водно-энергетических расчетов являются:

- кривые связи ВБ и НБ (таблица 1.1, рисунки 1.1 и 1.2);
- ОЭС Востока;
- ОДУ Востока;
- потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 2,0$ м;
- НПУ Зейской ГЭС: 313,00 м;
- гидрологический ряд р. Зeya (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды (таблица 2.1);
- санитарный попуск: $Q_{сан} = 150$ м³/с;
- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии Зейской ГЭС на реке Зeya»);

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{исп}$	0	0	1	1	8	8	14	15	12	4	1	0
$Q_{лед}$	1	1	0	-4	-6	0	0	0	0	0	5	3
$Q_{фильтр}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{шлюз}$	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0
$\Sigma Q_{потерь}$	3	3	3	0	5	11	17	18	15	7	8	5
$Q_{вхк}$	200	200	200	400	400	400	400	400	400	200	200	200

2.1.2 Выбор расчетного маловодного и средневодного гидрографов

Как видно в таблице Б.2 расходы для 90% - и 50% - обеспеченностей для всех периодов приходятся на один и тот же год, поэтому приведение расходов не требуется, в качестве маловодного года был принят 1966 г., в качестве средневодного – 1941 г. Из таблицы А.1 приложения А выбираются соответствующие значения расходов для построения гидрографов.

Значения расходов для маловодного и средневодного годов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Значения расходов гидрографов для маловодного и средневодного годов

Год	Месяц												Q _{ср}
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Маловодный	15,6	7,8	6,8	53,0	824,0	834,0	1420,0	1464,0	1246,0	444,0	131,0	43,0	541,0
Средневодный	22,7	10,1	8,6	400,0	1169,4	2569,8	2769,0	902,1	774,3	212,4	53,1	13,0	742,2

Расчетные гидрографы маловодного и средневодного годов представлены на рисунке 2.2.

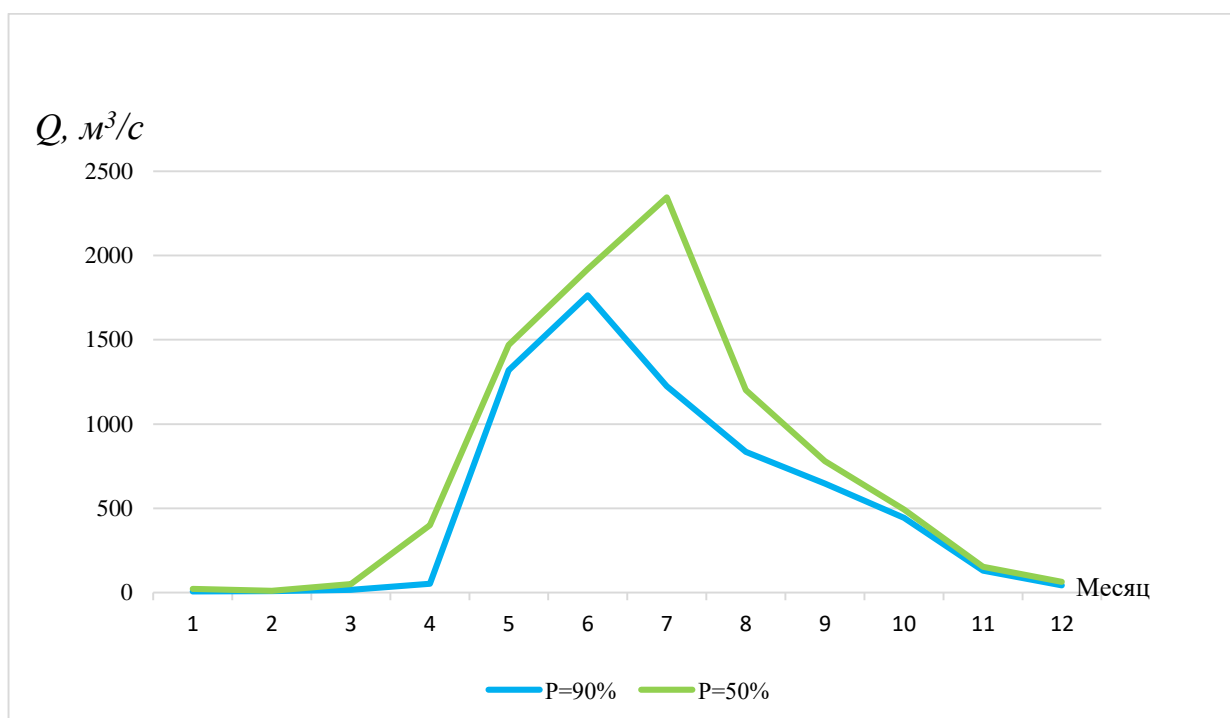


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея гидрограф маловодного года, требования ВХК и потери воды из водохранилища, определяются среднемесячные мощности проектируемой ГЭС. Полезный бытовой расход определяется по формуле (2.9):

$$Q_{\text{быт}} = Q_{90\%} - \sum Q_{\text{потерь}}, \quad (2.9)$$

где $Q_{\text{быт}}$ – полезный бытовой расход;
 $Q_{90\%}$ – расход в маловодном году;
 $\sum Q_{\text{потерь}}$ – сумма потерь расходов.

Напор определяется как разность между отметками УВБ и УНБ, также необходимо учесть потери напора в проточной части.

Вырабатываемая станцией мощность определяется по формуле (2.10):

$$N = 9,81QH, \quad (2.10)$$

где Q – расход через агрегаты ГЭС;
 H – напор.

Результаты расчетов для работы станции по водотоку и по условиям ВХК представлены в приложении Б, таблица Б.3.

За месяц начала сработки принимается первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше расхода, требуемого водохозяйственным комплексом (сентябрь). Под регулированием находится 6 месяцев, в остальные месяцы производится работа по требованиям ВХК.

2.2.2 ВЭР по условиям маловодного года

По известному гидрографу маловодного года, требованиям ВХК и известному годовому графику средних нагрузок необходимо определить гарантированную мощность станции, режим сработки – наполнения водохранилища в маловодном году, а также уровень мертвого объема.

Расчет сработки-наполнения водохранилища в маловодном году производится на основе баланса энергии (Приложение Б, рисунок Б.1), линия гарантированной мощности которого подбирается таким образом, чтобы проектируемая ГЭС могла выдать максимально возможную мощность при условии обеспечения полного наполнения водохранилища до отметки НПУ после сработки.

Результат расчетов сработки – наполнения водохранилища в маловодном году представлен в приложении Б, таблица Б.4.

График сработки – наполнения водохранилища в маловодном году представлен на плакате «Использование водной энергии Зейской ГЭС на реке Зея».

Результатом расчета по условию маловодного года являются:

- гарантированная мощность проектируемой ГЭС:
 $N_{\text{гар}} = 766 \text{ МВт};$
- УМО:
 $\text{УМО} = 304,0 \text{ м};$
- Полезный объем водохранилища:
 $V_{\text{полезн.}} = 10,09 \text{ км}^3;$

2.2.3 Определение установленной мощности, проектируемой ГЭС

Гарантированная мощность ГЭС – максимальная мощность, которую станция может и обязана выдать в любой момент времени в зимний период максимума нагрузки в условиях маловодного года. Следовательно, при полном использовании мощности станции, суточная выработка составит:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = 24 \cdot N_{\text{гар}} = 24 \cdot 766 = 18,38 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.11)$$

На интегральной кривой нагрузки для зимних суток эта величина представляет катет треугольника станции и откладывается параллельно оси выработки, после чего определяется катет рабочей мощности. Таким образом определяется треугольник проектируемой станции на ИКН и область покрытия графика нагрузки.

Треугольник работы станции для зимних суток и зона покрытия графика нагрузки представлена на плакате «Использование водной энергии Зейской ГЭС на реке Зея».

Определенное значение вытесняющей мощности составляет:

$$N_{\text{выт}} = 457 \text{ МВт.}$$

Таким же образом были определены рабочие мощности для каждого месяца (Приложение Б, таблица Б.5).

Установленная мощность ГЭС определяется по формуле (2.12):

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{выт}} + N_{\text{рез}} = 820 + 20 = 840 \text{ МВт}, \quad (2.12)$$

где $N_{\text{рез}}$ – резервируемая мощность ГЭС, определяемая по формуле (2.13):

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{нагр}} + N_{\text{рем}} = 20 + 0 = 16 \text{ МВт}, \quad (2.13)$$

где $N_{\text{нагр}}$ – нагрузочный резерв;

$N_{\text{рем}}$ – ремонтный резерв.

Нагрузочный резерв принимается равным 2% от максимального потребления системы:

$$N_{\text{нагр}} = 0,02 \cdot P_{\text{сист,мах}} = 0,01 \cdot 5217 = 52 \text{ МВт} \quad (2.14)$$

Поскольку в ОДУ Востока несколько ГЭС, то нагрузочный резерв будет распределяться между ними пропорционально их мощностям:

$$N_{\text{нагр.прГЭС}} = N_{\text{нагр.ГЭС}} \frac{N_{\text{прГЭС}}}{N_{\text{ГЭС}}} = 52 \cdot \frac{820}{2130} = 20 \text{ МВт} \quad (2.14)$$

Ремонтный резерв назначается при условии, что площадь провала годового графика нагрузки не позволяет вывести мощности в ремонт.

Площадь провала годового графика нагрузки определена с помощью таблицы Б.6, приложение Б:

$$F_{\text{год}} = 11431 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.}$$

Требуемая ремонтная мощность проектируемой Зейской ГЭС определяется по формуле (2.15):

$$F_{\text{рем.пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}} + 0,1N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} = \frac{1310+13}{6} = 150 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.15)$$

$$F_{\text{рем.сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}} + 0,1N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} = \frac{1310 + 13}{6} = 240 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}$$

Требуемая ремонтная мощность ТЭС в ОДУ определяется по формуле (2.16):

$$F_{\text{рем ТЭС}} = \frac{1N_{\text{раб.ТЭС}}^{\text{max}} + N_{\text{рез.ТЭС}}}{2} = \frac{3087+417}{6} = 1752 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.16)$$

где $N_{\text{раб.ТЭС}}^{\text{max}} = 3087$ МВт – максимальная рабочая мощность тепловых электростанций, определенная по годовому графику нагрузки;

$N_{\text{рез.ТЭС}} = 417$ МВт – резервы тепловых электростанций Суммарная требуемая ремонтная мощность:

$$F_{\text{треб}} = F_{\text{ремТЭС}} + F_{\text{рем.сущГЭС}} + F_{\text{рем.прГЭС}} = 1752 + 240 + 150 = 2142 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.20)$$

Площадь провала годового графика нагрузки превышает величину требуемой ремонтной мощности, поэтому планирование ремонтного резерва не требуется.

Ремонт агрегатов ГЭС осуществляется в месяцы, когда оборудование не используется полностью, т.е. осенью и весной. Исходя из того, что на проектируемой ГЭС необходимо будет производить ремонт 2 агрегатов в год, было принято решение ремонтировать их по очереди в апреле и сентябре.

Ремонт агрегатов существующих ТЭС производится в месяцы, когда тепловая мощность наименее востребована, т.е. в период с мая по август.

Планирование ремонтов проектируемой ГЭС и существующих ТЭС приведено в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Баланс мощности энергосистемы

Мес.	Рсист, МВт	Проектируемая ГЭС		Существующие ГЭС		Существующие ТЭС		Ремонты		
		$N_{рабГЭС}$, МВт	$N_{нагрГЭС}$, МВт	$N_{рабГЭС}$, МВт	$N_{нагрГЭС}$, МВт	$N_{рабТЭС}$, МВт	$N_{авТЭС}$, МВт	Пр. ГЭС,М Вт	Сущ.Г ЭС, МВт	Сущ.Т ЭС, МВт
1	5217	820	20	1310	32	3087	417	0	0	0
2	4962	675	19	1200	33	3087	397	0	0	0
3	4521	454	17	980	36	3087	362	0	0	0
4	4008	350	11	1320	41	2398	321	150	0	00
5	3569	350	12	1210	40	2025	285	0	0	438
6	3312	315	11	1150	41	2002	265	0	0	438
7	3312	315	11	1150	41	1820	265	0	0	438
8	3569	360	12	1210	40	2009	286	0	0	438
9	4008	360	11	1320	41	2380	321	0	240	0
10	4521	454	17	980	36	3087	362	0	0	0
11	4962	675	19	1200	33	3087	397	0	0	0
12	5217	820	20	1310	32	3087	417	0	0	0

Баланс мощности приведен на плакате «Использование водной энергии Зейской ГЭС на реке Зeya».

2.2.4 ВЭР по условиям средневодного года

ВЭР средневодного года производится методом, аналогичным маловодному году, разница заключается в том, что за бытовые притоки принимаются среднемесячные расходы средневодного года.

Водно-энергетический расчет по условиям средневодного года приведен в таблице Б.7 приложения Б.

Расчет сработки-наполнения водохранилища в средневодном году приведен в таблице Б.8 приложения Б.

По результатам расчета режима сработки-наполнения водохранилища в средневодном году было определено значение среднемноголетней выработки:

$$Э_{ср.мн.лет.} = 5,03 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$$

График сработки-наполнения в средневодном году представлен на плакате «Использование водной энергии Зейской ГЭС на реке Зeya».

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Построение режимного поля осуществляется при помощи кривой связи НБ, при разных значениях наполненности водохранилища: НПУ, УМО и расчетная отметка ВБ:

- $Z_{ВБ}^{НПУ} = 313$ м;
- $Z_{ВБ}^P = 309,02$ м;
- $Z_{ВБ}^{УМО} = 304,08$ м;

Ограничениями режимного поля являются:

- Санитарный попуск: $Q_{сан} = 150$ м³/с;
- Ограничение по генератору, определяемое формулой:

$$H_P = \frac{N_{уст}}{k_N Q_{расч}}, \quad (3.1)$$

- Ограничение по турбине, определяемое формулой:

$$H_{ГЭС} = \frac{Q_{ГЭС}^2 H_P}{Q_{max}^2}, \quad (3.2)$$

где $Q_{max} = 3113$ м³/с – максимальная пропускная способность агрегатов ГЭС.

Расчет режимного поля приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по мощности		Линия ограничения по пропускной способности		Линия ограничения по сан. попуску	
$Q_{нб}$	$Z_{нб}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{звб1}$	H	Q	H	Q	H	Q
м ³ /с	м	м	м	м	м	м ³ /с	м	м ³ /с	м	м ³ /с
0	217	96,00	87,08	92,02	120,51	810,51	87,80	1112	97	150

Продолжение таблицы 3.1

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по мощности		Линия ограничения по пропускной способности		Линия ограничения по сан. попуску	
<i>Qнб</i>	<i>Zнб</i>	<i>Hнпу</i>	<i>Hумо</i>	<i>Hзвб1</i>	<i>H</i>	<i>Q</i>	<i>H</i>	<i>Q</i>	<i>H</i>	<i>Q</i>
50	217,23	95,84	86,85	91,79	119,01	820,72	86,80	1106,11	96	150
100	217,46	95,68	86,62	91,56	117,51	831,20	85,80	1099,72	95	150
150	217,69	95,52	86,39	91,33	116,01	841,95	84,80	1093,29	94	150
200	217,91	95,36	86,17	91,11	114,51	852,98	83,80	1086,83	93	150
250	218,13	95,21	85,95	90,89	113,01	864,30	82,80	1080,32	92	150
300	218,34	95,05	85,74	90,68	111,51	875,93	81,80	1073,78	91	150
350	218,55	94,89	85,53	90,47	110,01	887,87	80,80	1067,20	90	150
400	218,75	94,74	85,32	90,26	108,51	900,14	79,80	1060,57	89	150
450	218,95	94,58	85,12	90,06	107,01	912,76	78,80	1053,91	88	150
500	219,15	94,43	84,92	89,86	105,51	925,74	77,80	1047,20	87	150
550	219,34	94,27	84,73	89,67	104,01	939,09	76,80	1040,45	86	150
600	219,53	94,12	84,54	89,48	102,51	952,83	75,80	1033,65	85	150
650	219,72	93,97	84,36	89,30	101,01	966,98	74,80	1026,81	84	150
700	219,90	93,82	84,18	89,12	99,51	981,55	73,80	1019,92	83	150
750	220,07	93,68	84,00	88,94	98,01	996,58	72,80	1012,99	82	150
800	220,24	93,53	83,83	88,77	96,51	1012,07	71,80	1006,01	81	150
850	220,41	93,38	83,66	88,60	95,01	1028,04	70,80	998,98	80	150
900	220,57	93,24	83,50	88,44	93,51	1044,53	69,80	991,90	79	150
950	220,73	93,10	83,34	88,28	92,01	1061,56	68,80	984,77	78	150
1000	220,89	92,96	83,19	88,13	90,51	1079,16	67,80	977,58	77	150
1050	221,04	92,82	83,04	87,98	89,01	1097,34				
1100	221,19	92,69	82,89	87,83	87,80	1112,46				
1150	221,33	92,55	82,75	87,69						
1200	221,47	92,42	82,61	87,55						
1250	221,60	92,29	82,47	87,41						
1300	221,73	92,16	82,34	87,28						
1350	221,86	92,04	82,22	87,16						

Режимное поле показано на рисунке 3.1.

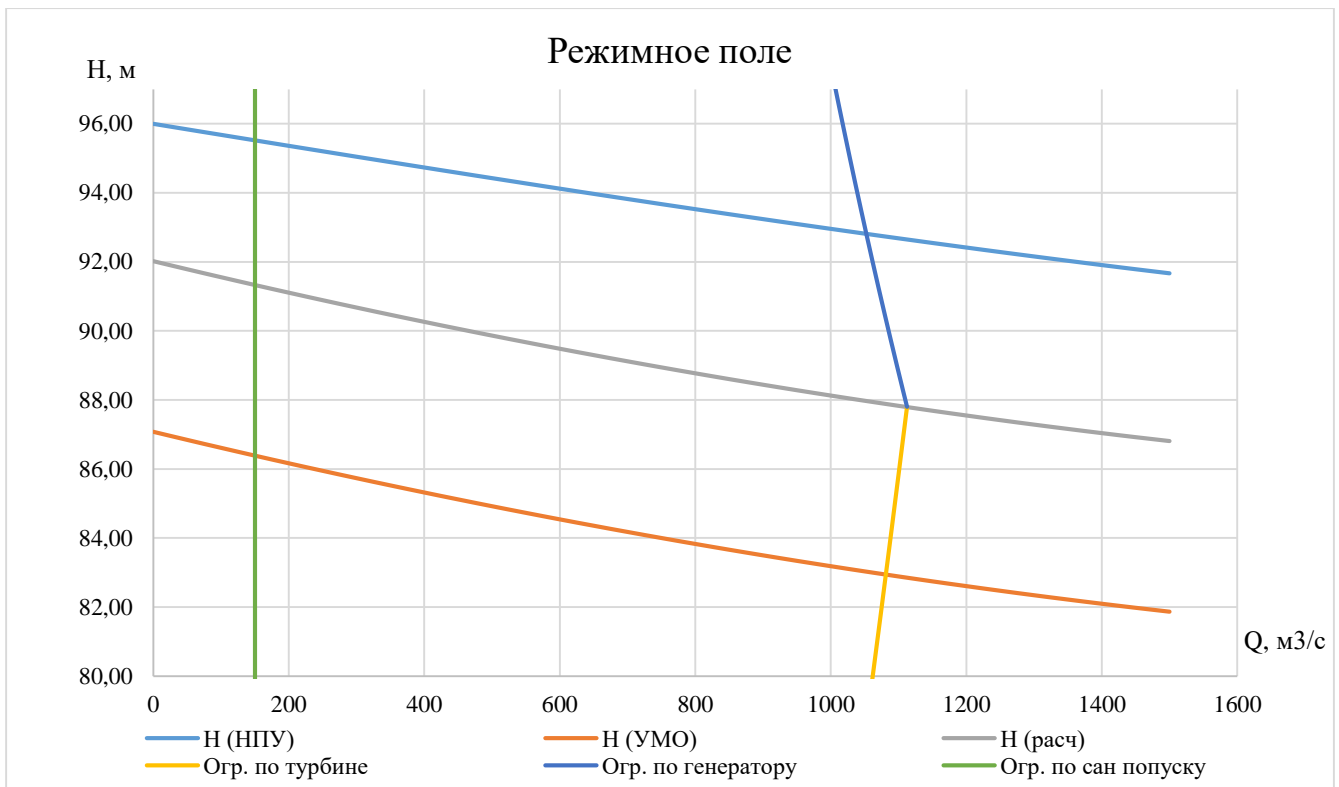


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из режимного поля было определено, что расчетный напор составляет 87,80 м, максимальный – 95,44 м, минимальный – 82,81 м. Максимальная пропускная способность ГЭС равна 1112 м³/с.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Необходимо выбрать систему и тип турбины с номинальным диаметром рабочего колеса D_1 и синхронной частотой вращения $n_{\text{синх}}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД, а также обеспечивались оптимальные кавитационные показатели турбины.

Гидротурбины выбираются исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к максимальному напору турбины:

$$H_{\text{max}} = 95,44 \text{ м};$$

$$\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}} = \frac{82,81}{115} = 0,72, \quad (3.3)$$

Отношение $\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}}$ должно быть больше либо равно отношению подбираемой турбины.

По этим критериям был подобран тип турбины:

- ПЛД115-В45 °

- ПЛД140-В45 °

- РО115-В

Поскольку для турбины ПЛД115-В45 ° на ГУХ отсутствуют линии кавитации, то в анализе её учитывать не будем.

Составим таблицу 3.2 параметров моделей данных гидротурбин:

Таблица 3.2 – Основные параметры моделей гидротурбин

Тип	РО115-В	ПЛД140-В45 °
$H_{пред}, \text{М}$	115	140
H_{min}/H_{max}	0,6	0,5
$n_{opt}, \text{ОБ/МИН}$	75	85
$Q_{opt}, \text{Л/с}$	900	800
$\eta_{м opt}$	0,927	0,921
$Q_{I max}, \text{Л/с}$	1080	1100
$\sigma (Q_{I max})$	0,15	0,35
$D_{I мод}, \text{М}$	0,5156	0,460
$H_{мод}, \text{М}$	4	4
$t_{мод}, \text{°С}$	2	7

Из ряда стандартных значений номинального диаметра РК (Приложение В, таблица В.2), предварительно были выбраны следующие значения: 4500, 5000, 5300, 5600, 6000 мм.

КПД натуральных турбин был определен по формуле (3.4):

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (для РО: $\varepsilon = 0,75$);

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины;

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;

H_M – напор на модельной гидротурбине;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

v_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

v_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины.

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным (Приложение В, таблица В.3).

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Гср}, \quad (3.5)$$

где $\eta_{Гср}$ – средний коэффициент полезного действия генератора, был принят $\eta_{Гср} = 0,97$.

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

В общем случае число агрегатов получается дробным, поэтому производилось округление числа до целого в большую сторону и последующее уточнение мощности агрегата. Причем число агрегатов рекомендуется кратным 2 или 3 (для симметричности главной схемы соединения).

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{Ip} – приведенная частота вращения модельной турбины;
 Δ – масштабный коэффициент:

$$\Delta = \frac{\eta_{H \text{ opt.}}}{\eta_{M \text{ opt.}}}, \quad (3.8)$$

где $\eta_{H \text{ opt.}}$ – КПД натурной турбины;
 $\eta_{M \text{ opt.}}$ – КПД модели.

Ориентируясь по полученным значениям частоты вращения, синхронная частота принималась по известному стандартному ряду, причем с округлением в большую сторону.

Далее, для выбранного значения диаметра турбины D_1 , на ГУХ были нанесены линии приведенной частоты вращения, соответствующие напорам H_p , H_{max} и H_{min} , вычисленные по формуле (3.9):

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение частоты вращения турбины;
 H – напор на станции;

Произведение приведенного расхода на КПД:

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

Так как правая часть данного уравнения неизменна при всех известных параметрах, левая часть определяется путем подбора такой точки на линии $n'_{Iр}$, чтобы выполнялось равенство.

При перерасчете режимного поля на координаты ГУХ: верхняя и нижняя границы режимного поля соответствуют линиям n'_{Imin} и n'_{Imax} , рассчитанным по формуле (3.7).

Рассчитанные по формулам (3.4 – 3.10) данные были сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет параметров турбин

	РО115-В			ПЛД140-В45 °		
	4,5	5,3	6	5	5,6	6
КПД турбины	0,901	0,903	0,905	0,920	0,921	0,922
N' агр, кВт	152206	211135	270589	186594	234064	268695
z', шт	5,52	3,98	3,10	4,50	3,59	3,13
z, шт	6	4	4	6	4	4
Нагр, кВт	140000	210000	210000	140000	210000	210000
Δl	1,013	1,016	1,018	1,013	1,039	1,016
n'c1, об/мин	157,19	133,63	118,15	160,36	143,28	133,78
nc1, об/мин	166,7	136,4	125	166,7	150	136,4
n _{IImin} , об/мин	81,91	78,83	81,70	90,99	91,63	89,24
n _{IIр} , об/мин	79,54	76,55	79,35	88,36	88,99	86,67
n _{IImax} , об/мин	76,29	73,43	76,11	84,75	85,35	83,12
Q'1*η расч	0,883	0,955	0,745	0,715	0,855	0,745
Q'1*η max	0,779	0,843	0,657	0,631	0,755	0,657

В первую очередь был произведен анализ областей работы гидротурбин: расчетная точка не должна выходить за пределы ГУХ и должна лежать как можно ближе к точке оптимума, точка оптимума не должна располагаться за пределами рабочей зоны.

При анализе данных таблицы 3.2 и зоны работы турбин на ГУХ (Приложение В, рисунок В.1), подошли следующая турбина РО115-В-530.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение отметки рабочего колеса

Высота отсасывания рассчитывается для 3 наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

- Работа одного агрегата при H_{min} ;
- Работа одного агрегата при H_p ;
- Работа одного агрегата при H_{max} .

Высота отсасывания вычисляется по формуле (3.11):

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H k_\sigma - 1,5 \quad (3.11)$$

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

$\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе;

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

Работа одного агрегата при H_{min}

На ГУХ (Приложение В, рисунок В.1) данная точка обозначена цифрой 1. Расход в этой точке:

$$Q = Q_1' D_1^2 \sqrt{\Delta_p H}, \quad (3.12)$$

$$Q = 1,06 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{1,016 \cdot 82,81} = 273,07 \text{ м}^3/\text{с}$$

Значение коэффициента кавитации в этой точке $\sigma = 0,149$, уровень НБ $Z_{нб}(Q) = 219,83$ м.

Высота отсасывания была определена по формуле (3.11):

$$H_S = 10,33 - \frac{219,83}{900} - 1,1 \cdot 0,149 \cdot 82,81 - 1,5 = -4,18 \text{ м}$$

Работа одного агрегата при H_p

На ГУХ (Приложение В, рисунок А.1) данная точка обозначена цифрой 2. Расход в точке вычислен по формуле (3.12):

$$Q = 1,672 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{1,016 \cdot 87,8} = 283,8 \text{ м}^3/\text{с}$$

Значение коэффициента кавитации в этой точке $\sigma = 0,148$, уровень НБ $Z_{нб}(Q) = 219,87$ м.

Высота отсасывания была определена по формуле (3.11):

$$H_s = 10,33 - \frac{219,87}{900} - 1,1 \cdot 0,148 \cdot 87,8 - 1,5 = -4,89 \text{ м}$$

Работа одного агрегата при H_{max}

На ГУХ (Приложение В, рисунок В.1) точка обозначена цифрой 3. Расход в точке вычислен по формуле (3.12):

$$Q = 0,92 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{1,016 \cdot 95,44} = 254,44 \text{ м}^3/\text{с}$$

Значение коэффициента кавитации в этой точке $\sigma = 0,11$, уровень НБ $Z_{нб}(Q) = 219,75$ м.

Высота отсасывания была определена по формуле (3.11):

$$H_s = 10,33 - \frac{219,75}{900} - 1,1 \cdot 0,11 \cdot 94,55 - 1,5 = -2,15 \text{ м}$$

Отметка расположения РК

Отметка расположения РК турбины для ее работы с оптимальными кавитационными показателями определяются по формуле (3.13):

$$\nabla_{РК} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s + \frac{b_0}{2}, \quad (3.13)$$

При $H_s = -4,89$ м:

$$\nabla_{РК} = 219,87 - 4,89 + 0,84 = 214,98 \text{ м}$$

При $H_s = -2,15$ м:

$$\nabla_{РК} = 219,75 - 2,15 + 0,84 = 217,60 \text{ м}$$

При $H_s = -4,18$ м:

$$\nabla_{РК} = 219,83 - 4,18 + 0,84 = 215,65 \text{ м}$$

Для обеспечения работы ГТ с оптимальными кавитационными показателями необходимо выбрать наименьшую отметку РК из полученных. Таким образом, $\nabla_{РК} = 214,98$ м.

3.2.2 Расчёт и построение металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями. При ее расчете задаемся тремя главными условиями, которым должен подчиняться поток, через нее проходящий:

- обеспечиваем равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.

- обеспечиваем одинаковую закрутку потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.

- подбираем размеры радиальных сечений спиральной камеры так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений

Расчет спиральной камеры ведем по известной методике [-] с соблюдением условия $v_u = \text{const}$.

Все расчеты сведем в таблицы 3.4 и (Приложение В, рисунок В.3 и рисунок В.4).

Таблица 3.4 – Исходные данные для построения металлической СК

Нрасч, м	87,8
Нmax, м	95,44
Нmin, м	82,81
φ	351
D1, м	5,3
Na, кВт	210000
Db, м	7,3
Da, м	8,45
D4, м	8,85
Qp, куб.м*с	250,05
Qвх, куб.м*с	245,34
Fвх м ²	28,86
p вх	3,03
v м/с	8,5

По данным Приложение В, рисунок В.3, рисунок В.4 строим график зависимости $Ri = \Phi(\varphi)$ (Рисунок 3.2).

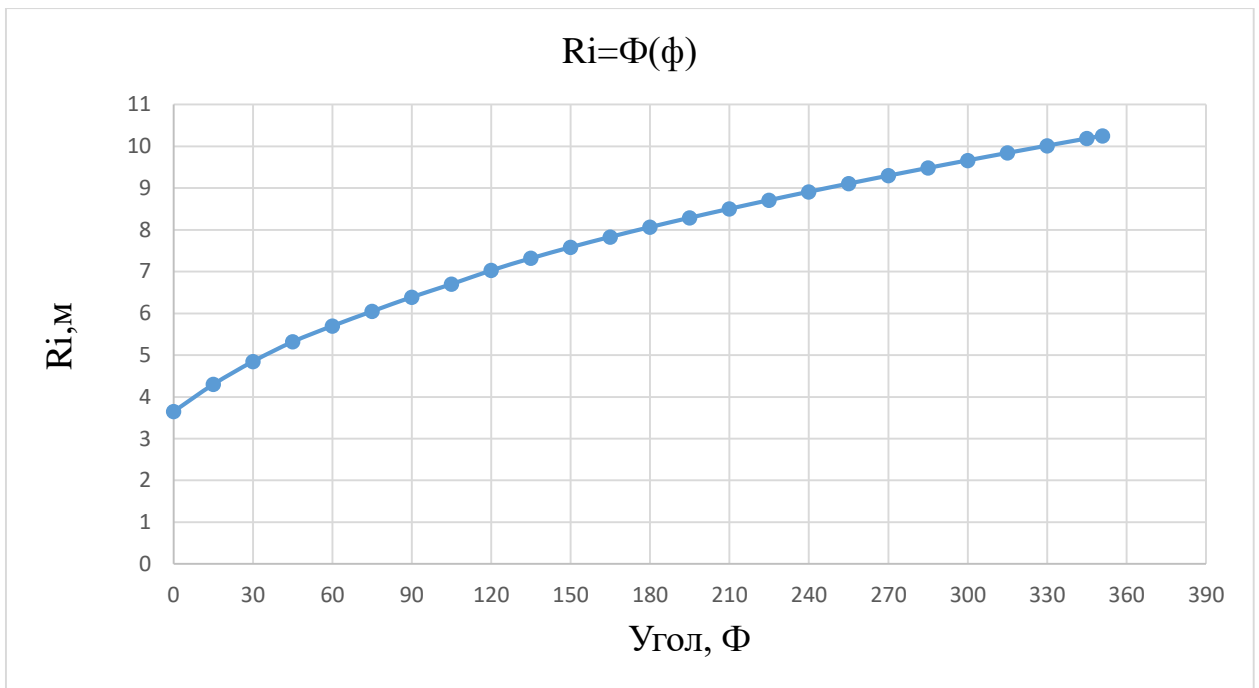


Рисунок 3.2 – Зависимость r_i от угла φ

3.2.3 Расчет вала на прочность

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \text{ где } [\tau_{доп}] = 30 - 35 \text{ МПа}, \quad (3.14)$$

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = 14,99 \text{ МПа} \quad (3.15)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{14,99}{30} \right)^{0,33} = 1362 \text{ мм} \quad (3.16)$$

Из ряда стандартных значений принимаем $D_B = 1400 \text{ мм}$

3.2.4 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{210000}{136,4 \cdot 5,3} = 232,4 \text{ кН} \quad (3.17)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B : $d_{п} = 1420 \text{ мм}$.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \text{ кПа} \quad (3.18)$$

где $h_{п}$ принимается 500 мм., при $D_{в} = (1200 - 1600)$ мм.

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.19)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_{п}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (3.20)$$

Расчет:

$$p_{уд} = \frac{232,4}{1,42 \cdot 0,5} = 327,3 \text{ кПа}$$

$$U = \pi \cdot 136,4 \cdot \frac{1,42}{30} = 20,27 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 20,27 = 587,91 \text{ кПа}$$

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

Рассчитаем сегментный подшипник:

$$h_{п} = 500 \text{ мм}$$

$$Z_{сегм} = 10$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cos(2\alpha)}, \text{ кН} \quad (3.21)$$

$$\alpha = \frac{360}{Z_{сегм}} \quad (3.22)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \text{ кПа} \quad (3.23)$$

$$l_{сегм} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{п}}{Z_{сегм}}, \text{ м} \quad (3.24)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.25)$$

Расчет:

$$a = \frac{360^{\circ}}{10} = 36^{\circ}$$

$$R_1 = \frac{232,4}{1 + 2 \cdot \cos 36^{\circ} + 2 \cos(72^{\circ})} = 71,81 \text{ кН}$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,85 \cdot \pi \cdot \frac{1,42}{10} = 0,38 \text{ м}$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{232,4}{0,38 \cdot 0,5} = 1226,34 \text{ кПа}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 20,27 = 1013,63 \text{ кПа}$$

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

Вышесказанное условие соблюдается только для кольцевого подшипника, поэтому выбираем его.

3.3 Выбор вспомогательного оборудования

3.3.1 Выбор маслонапорной установки

По номограмме (Приложение В, рисунок В.2) была выбрана МНУ10/1–40–12,5–2, основные характеристики которой приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Технические данные МНУ10/1–40–12,5–2

$P_{\text{изб, ном}}, \text{ МПа}$	Тип гидроаккумулятора	$V_{\text{ГА, ном}}, \text{ м}^3$	Число сосудов
4,0	ГА10/1–40	10,0	1

3.3.2 Выбор ЭГР

Для РО-турбины производился выбор регулятора серии ЭГР. В результате был выбран ЭГР-1Т-150-4.

3.3.3 Выбор серийного гидрогенератора

Выбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по значению его номинальной мощности и синхронной частоты вращения.

Требуемая номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{тр, ном}} = \frac{N_a}{\cos \phi} = \frac{210}{0,85} = 247 \text{ МВА}, \quad (3.34)$$

где $\cos \phi = 0,8$ – коэффициент мощности.

Требуемая синхронная частота вращения:

$$n_c = 136,4 \text{ об/мин}$$

По каталогу гидрогенераторов ,ыл выбран гидрогенератор СВ 1130/220-44УХЛ4

4 Электрическая часть

Исходные данные для проектирования электрической части ГЭС приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные

Расположение проектируемой ГЭС	Амурская обл., р. Зея, 5 км от города Зея
Количество ГА	4
Установленная мощность, МВт	840
Техническое данные генератора	СВ 1130/220-44УХЛ4
$S_{НОМ}$, МВА	253
$P_{НОМ}$, МВт	215
$\cos\phi$	0,85
$U_{НОМ}$, кВ	15,75
$I_{НОМ}$, кА	2,04
$n_{НОМ}$, об/мин	136,4
КПД, %	98,3
Подстанция	Системная подстанция "Светлая" 220кВ, 10км
Подстанция резервирования собственных нужд	Подстанция 35кВ, п.Зейская 8км
ОДУ	Востока

4.1 Выбор структурной схемы

Выбор структурной схемы является ответственным этапом проектирования и производится исходя из технико-экономического сравнения вариантов.

Напряжение, при котором будет осуществляться передача мощности определяется по формуле (4.1):

$$U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})} = \sqrt{840 \cdot (100 + 15\sqrt{10})} = 327 \text{ кВ}, \quad (4.1)$$

где $P = 840$ МВт – мощность, передаваемая в энергосистему;
 $L = 10$ км – расстояние до подстанции.

Рассчитанное значение соответствует классу напряжения 330кВ, однако в энергосистеме проектируемой ГЭС отсутствуют линии и подстанции

напряжением 330кВ. Так как дальность линии составляет 10 км и передаваемая мощность не высока, принимаем класс напряжения 220кВ.

4.1.1 Определение количества и типа ТСН

Трансформаторы собственных нужд питаются от генераторного напряжения, которое равно 15,75 кВ. Так как мощность собственных нужд более 2000 КВт, было принято решение о создании промежуточной ступени 10кВ в системе собственных нужд.

Активную мощность потребления собственных нужд определим по формуле (4.2):

$$P_{\text{СН}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 840 = 8,4 \text{ МВт}, \quad (4.2)$$

Полную мощность потребления собственных нужд определим по формуле (4.3):

$$S_{\text{СН}} = \frac{P_{\text{СН}}}{\cos\phi_{\text{СН}}} = \frac{8,4}{0,85} = 9,9 \text{ МВА}, \quad (4.3)$$

где $\cos\phi_{\text{СН}} = \cos\phi_{\text{Г}} = 0,85$.

Полученная полная мощность должна передаваться через все трансформаторы собственных нужд, причем коэффициент загрузки ТСН должен быть максимальный.

Был подобран сухой трансформатор ТСЗ 2500/15,75, характеристики которого приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики трансформатора ТСЗ 2500/15,75

S_n , кВА	2500
$U_{\text{ВН}}$, кВ	15,75
$U_{\text{НН}}$, кВ	10,5
ΔP_x , кВт	3,8
ΔP_k , кВт	21
u_k , %	8

Для обеспечения потребностей собственных нужд потребуется 4 таких трансформатора.

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки:

$$k_{\text{загр,ТСН}} = \frac{S_{\text{СН}}}{n_{\text{ТСН}} \cdot S_{\text{ТСН}}} = \frac{9,9}{4 \cdot 2,5} = 0,99, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{ТСН}} = 4$ – количество ТСН.

4.1.2 Определение количества отходящих линий

Количество отходящих ЛЭП рассчитаем по формуле (4.5):

$$n_{\text{ЛЭП}} = \frac{S_{\text{СШ}}}{P_{\text{проп.}} / \cos\varphi_C} + 1 = \frac{972}{135 / 0,85} + 1 = 6,2, \quad (4.5)$$

где $S_{\text{СШ}}$ – мощность сборных шин, определенная по формуле (4.6);
 $P_{\text{проп.}}$ – пропускная мощность, определенная по формуле (4.7);
 $\cos\varphi_C = 0,85$ – коэффициент мощности системы.

Мощность сборных шин:

$$S_{\text{СШ}} = n_{\text{бл}}(S_{\text{бл}} - S_{\text{бл,СН}}) = 8 \cdot (253 - 9,9) = 972 \text{ МВт}, \quad (4.6)$$

где $n_{\text{бл}} = 4$ – количество блоков;
 $S_{\text{бл}} = 253 \text{ МВА}$ – мощность блока;
 $S_{\text{бл,СН}} = 9,9 \text{ МВА}$ – мощность СН, приходящаяся на 1 блок.

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 7$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{972}{7 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,364 \text{ кА}. \quad (4.7)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 364 = 382,2 \text{ А} \quad (4.8)$$

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

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

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

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{972}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,425 \text{ кА} \quad (4.9)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Параметры провода марки АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км
1	0,121	0,435

4.1.3 Выбор структурной схемы электрических соединений

Электрическая схема Зейской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать основным требованиям предъявляемых к главным электрическим схемам:

- Надежность и безотказность в работе;
- Простота и наглядность;
- Безопасность обслуживания;
- Маневренность схемы;
- Экономичность;
- Возможность дальнейшего расширения.

Одним из ответственных этапов в проектировании является выбор вида блоков на ГЭС.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанции применяются следующие типы электрических блоков, представленных на рисунке 4.1:

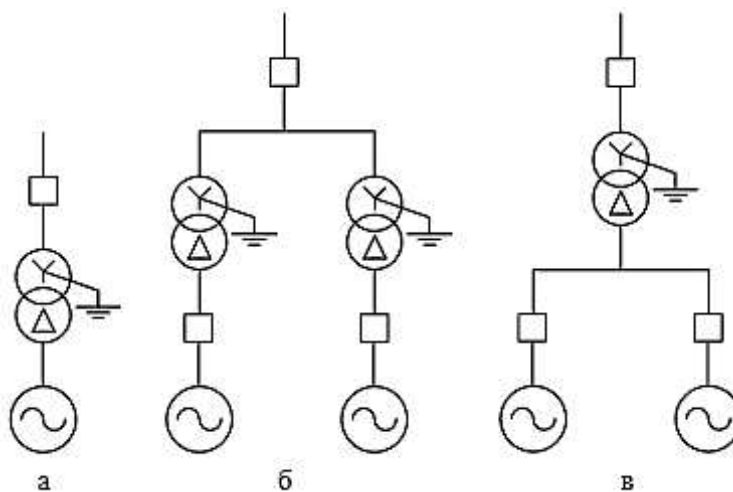


Рисунок 4.1 – Типы генераторных блоков

а – простой (одиночный) блок; б – укрупненный блок с повышающим трансформатором на каждый генератор; в – укрупненный блок с одним трансформатором на несколько генераторов.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчёта, следовательно, для Зейской ГЭС рассмотрим две схемы, с единичными и укрупненными блоками и на основании расчётов сделаем окончательный выбор типа блоков.

Структурные схемы для проектируемой ГЭС представлены на рисунках 4.2-4.3 соответственно.

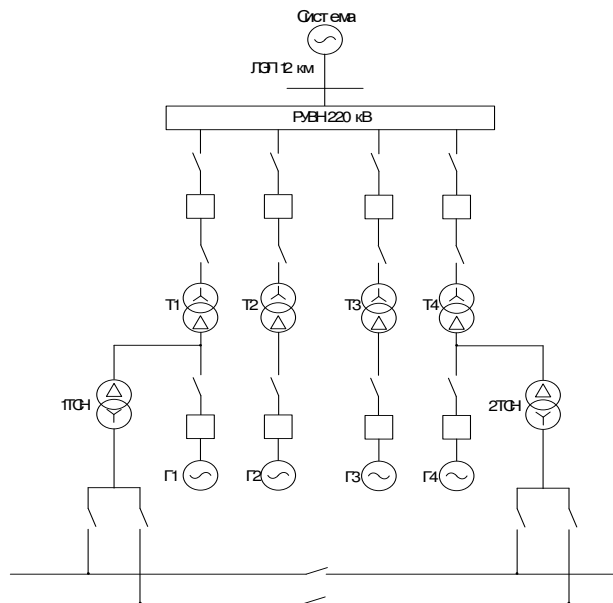


Рисунок 4.2 – Структурная схема с одиночными блоками

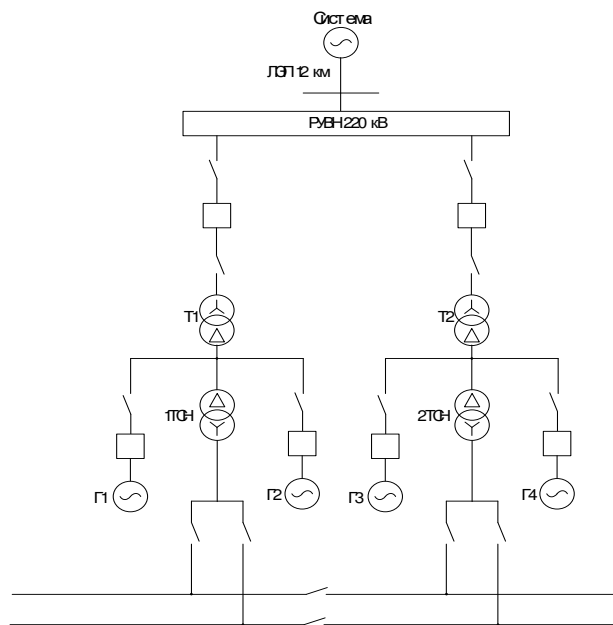


Рисунок 4.3 – Структурная схема с укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования

4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1-2% от $S_{Г\text{ ном}}$:

S

c

. Условие выбора трансформатора собственных нужд:

н

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

=

. Согласно стандарту предельная мощность трансформаторов собственных нужд с низшим напряжением 0,4 кВ – 2500 кВ·А.

На каждый генератор устанавливается собственный трансформатор собственных нужд. По каталожным данным выбираем ТСЗ-2500/15-У1, стоимостью 750 тыс.руб. Таких трансформаторов потребуется 4 штуки. Общая стоимость составит – 3 млн.руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

c

Таблица 4.4-Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/15,75/0,4

$S_{\text{ном}}, \text{MVA}$	$U_{\text{н}}, \text{kB}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{kBT}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{kBT}$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$			
2,5	15,75	0,4	8	21,0	3,8

=

4.2.2 Выбор силовых трансформаторов для схемы с простым блоком

0

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

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

A

$$S_{\text{расч}} = S_{Г\text{ ном}} - S_{с.н.} = 253 - 9,9 = 243,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (4.11)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ-250000/220, УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5-Каталожные данные трансформатора ТДЦ-250000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
250	242	15,75	11	600	150

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год}; \quad (4.12)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}; \quad (4.13)$$

Г

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

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

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

– частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

Δ

W

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.

х

= Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

п

Т

.

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{TНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,6}{4} \cdot \left(\frac{243,1}{250}\right)^2 \cdot 2405 = 341,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.15)$$

Р

х

х

.

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta \cdot (\Delta W_{\text{хх}} + \Delta W_{\text{Н}}), \quad (4.16)$$

t

р

а

б

$$I_{\text{пот}} = 2,46 \cdot (5237,4 + 341,1) = 13723 \text{ тыс. руб/год}$$

=

.

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 4 \cdot 13723 = 41892 \text{ тыс. руб/год}$$

.

=

.

ч

4.2.3 Выбор силовых трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

$$S_{расч} = (S_{Г ном} - S_{с.н.}) \cdot 2 = (253 - 9,9) \cdot 2 = 486,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (4.17)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТЦ-630000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 -Каталожные данные трансформатора ТДЦ 630000/220-У1

$S_{ном}, \text{ МВТ}$	$U_H, \text{ кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{ кВт}$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$			
630	242	15,75	11	1300	380

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год}; \quad (4.18)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_B; \quad (4.19)$$

Г

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

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

$T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

– частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

Δ

W

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

x

= Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

n

T

.

P

x

x

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{1,3}{2} \cdot \left(\frac{486,2}{630} \right)^2 \cdot 2405 = 931,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.21)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = \beta \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H); \quad (4.22)$$

$$I_{пот} = 2,46 \cdot (6634 + 931,1) = 18610 \text{ тыс. руб/год}$$

Для двух блоков:

$$I_{пот1}^{220} = 2 \cdot 18610 = 37220,3 \text{ тыс. руб/год}$$

4.2.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

В таблице 4.7 приведена стоимость трансформаторного оборудования проектируемой станции.

Таблица 4.7– Стоимость трансформаторного оборудования

Оборудование	Стоимость, рублей
ТСЗ-2500/15	1 606 600
ТДЦ-125000/220-У1	111 523 000
ТЦ-630000/220-У1	192 360 000

Расчёт капиталовложения произведем по следующей формуле (4.23):

$$K = K_T + K_{ТСН} + K_{ОРУ}, \quad (4.23)$$

где K_T – стоимость блочных трансформаторов;
 $K_{ТСН}$ – стоимость трансформаторов собственных нужд;
 $K_{ОРУ}$ – стоимость ячеек ОРУ 220 кВ.

Капиталовложения для схемы с простыми блоками:

$$K_1 = 4 \cdot 111523 + 4 \cdot 1606,6 + 13 \cdot 29312 = 833 574,4 \text{ тыс. руб.},$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2 = 2 \cdot 192360 + 4 \cdot 1606,6 + 11 \cdot 29312 = 818 578,4 \text{ тыс. руб.},$$

Наиболее экономичный вариант электроустановки требует наименьшего значения полных приведённых затрат, которое определяется по формуле (4.24):

$$Z = E \cdot K_i + I_i, \quad (4.24)$$

где $E=15\%$ – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ от 14.09.92 № 209 [5].

Для варианта с простыми блоками:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 833\,574\,400 + 41\,892\,000 = 166\,928\,160 \text{ руб.}$$

Для варианта с укрупненными блоками:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 818\,578,4 + 37\,220\,300 = 162\,007\,060 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу между простым и укрупненными блоками по формуле (4.25):

$$Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%; \quad (4.25)$$

$$Z = \frac{166\,928\,160 - 161\,007\,060}{166\,928\,160} \cdot 100\% = 3,9 \%$$

Как видно из расчёта, разница между вариантами составляет менее 5% поэтому применение простого блока оправданно по технико-экономическому обоснованию.

4.3 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

4.3.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \quad (4.26)$$

$$x_{\Gamma} = 0,21 \cdot \frac{15,75^2}{253} = 0,21 \text{ Ом.}$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1,13 \cdot 15,75 = 17,79 \text{ кВ.} \quad (4.27)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = 23,28 \text{ Ом.}$$

Система:

$$x_c = \frac{230^2}{150} = 352,7 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_l = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} \quad (4.29)$$

$$x_l = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 10}{7} = 0,62 \text{ Ом.}$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_c = E_{*c} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.}$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{242} = 0,065. \quad (4.30)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_T = \frac{x''_T}{T_{a,T} \cdot \omega} = \frac{0,21}{0,045 \cdot 314} = 0,015 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{352,7}{0,45 \cdot 314} = 2,49 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_l = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,121 \cdot 10}{7} = 0,17 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,6 \cdot 230^2}{250^2} = 0,51 \text{ Ом.} \quad (4.34)$$

4.3.2 Внесение данных в программный комплекс RastrWin

Для расчета токов короткого замыкания внесем исходные данные в программный комплекс RastrWin (рисунок 4.4-4.6)

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Тер...
1			Нагр	1	Блок 1	16											15,75		
2			Нагр	2	Блок 2	16											15,75		
3			Нагр	3	Блок 3	16											15,75		
4			Нагр	4	Блок 4	16											15,75		
5			Нагр	5	ОРУ	230											230,00		
6			Нагр	6	Система	230											230,00		
7			Нагр	7	Г1	16											15,75		
8			Нагр	8	Г2	16											15,75		
9			Нагр	9	Г3	16											15,75		
10			Нагр	10	Г4	16											15,75		

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	ВД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			Тр-р	5	1			ОРУ - Блок 1	0,51	23,28		0,068				16		40	
2			Тр-р	5	2			ОРУ - Блок 2	0,51	23,28		0,068				16		40	
3			Тр-р	5	3			ОРУ - Блок 3	0,51	23,28		0,068				16		40	
4			Тр-р	5	4			ОРУ - Блок 4	0,51	23,28		0,068				16		40	
5			ЛЭП	5	6			ОРУ - Система	0,17	0,62									
6			Выкл	1	7			Блок 1 - Г1											
7			Выкл	2	8			Блок 2 - Г2											
8			Выкл	3	9			Блок 3 - Г3											
9			Выкл	4	10			Блок 4 - Г4											

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	2	г2	8	0,002	0,210	0,002	0,210			17,800
2	3	г3	9	0,002	0,210	0,002	0,210			17,800
3	4	г4	10	0,002	0,210	0,002	0,210			17,800
4	5	система	6	2,490	352,700	2,490	352,700			230,000
5	1	г1	7	0,002	0,210	0,002	0,210			17,800

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

4.3.3 Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrWin

Вносим ранее рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrKZ. Полученные результаты расчета представлены на рисунках 4.7-4.9:

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	Зф	7					98,1718	-89,30

Рисунок 4.7 – Результаты расчёта 3-х фазного короткого замыкания на выводах генератора

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	5					9,1738	-89,29

Рисунок 4.8– Результаты расчёта 3-х фазного короткого замыкания на шине ВН

	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	1	1ф	5					4,5865	-89,30			4,5865	-89,30			4,5865	-89,30

Рисунок 4.9 – Результаты расчёта 1 фазного короткого замыкания на шине ВН

4.3.4 Расчет ударных токов короткого замыкания

Для расчета постоянной времени и ударного тока короткого замыкания используется функция «Шунт» в графе Состав/Несим. Эта функция позволяет рассчитать эквивалентное сопротивление до КЗ в соответствующем участке схемы. Полученные результаты расчета представлены на рисунке 4.10

	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	r0	x0
1	1	1	1	Шунт	5							0,2016	16,3802			0,1954	16,3802				0,0026

Рисунок 4.10 – Эквивалентные сопротивления узла 5

1) Для узла 5 (шина 220 кВ), полученные значения сопротивлений приведены ниже:

Постоянная времени затухания для 3-го и 1-х фазного КЗ находятся соответственно:

$$T_a^{(3)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{16,38}{314 \cdot 1,1} = 0,049 \text{ с}; \quad (4.35)$$

$$T_a^{(1)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{(16,38 + 16,38 + 0,0026)}{314 \cdot (1,1 + 1,1 + 0,002)} = 0,049 \text{ с}; \quad (4.36)$$

Ударные коэффициенты:

$$K_y^{(3)} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,049} = 1,82; \quad (4.37)$$

$$K_y^{(1)} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,049} = 1,82; \quad (4.38)$$

Ударные токи определяются по формулам (5.14) и (5.15) соответственно:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 9,17 \cdot 1,82 = 23,60 \text{ кА}; \quad (4.39)$$

$$i_y^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(1)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 13,76 \cdot 1,82 = 35,42 \text{ кА}; \quad (4.40)$$

1) Для узла 7 (генератор 15,75 кВ), полученные значения сопротивлений приведены на рисунке 4.11.

	S	№	№ сост	Тип	п 1	п 2	п 3	п 4	L	I 1	dI 1	r1	x1
1		1	1	Шунт	7							0,0013	0,1043

Рисунок 4.11 – Эквивалентное сопротивление для узла 7 (генератор 15,75 кВ)

Далее проводятся аналогичные расчеты как для узла 5:

$$T_a^{(3)} = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} = \frac{0,104}{314 \cdot 0,01} = 0,194 \text{ с}; \quad (4.41)$$

$$K_y^{(3)} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,194} = 1,95; \quad (4.42)$$

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 98,17 \cdot 1,95 = 270,73 \text{ кА}; \quad (4.43)$$

Для удобства сведём полученные результаты в таблицу 4.8:

Таблица 4.8 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Точка КЗ	Ta	Ky	i _y .кА	I _{п0} ⁽³⁾ ,кА	I _{п0} ⁽¹⁾ ,кА
К5 (220 кВ)	0,049	1,82	23,60 (35,42)	9,17	13,76
К6 (15,75 кВ)	0,194	1,95	270,73	98,17	-

Токи КЗ и ударные токи являются необходимым условием для дальнейшего выбора оборудования электрической схемы.

4.3.5 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжеленного режимов

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжеленный.

Нормальный режим – режим, предусмотренный планом эксплуатации. При данном режиме все элементы электроустановки функционируют без перегрузок и вынужденных отключений.

Утяжеленный режим – режим при вынужденном отключении части присоединений в связи с проведением профилактических работ или вследствие их повреждения. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Наибольший рабочий ток в присоединениях генераторов определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{Г\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г\text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{253}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,74 \text{ кА}; \quad (4.44)$$

Наибольший рабочий ток трансформатора ТДЦ-250000/220-У1:

$$I_{Т\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т\text{ ном}} \cdot k_{Т}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 15,37} = 0,63 \text{ кА} \quad (4.45)$$

Линии связи с системой 220 кВ нормальный режим:

$$I_{ВЛ\text{ раб.мах}} = \frac{n_{Г} \cdot S_{Г\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot n_{ВЛ} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4 \cdot 253}{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot 230} = 0,36 \text{ кА}; \quad (4.46)$$

Линии связи с системой 220 кВ утяжеленный режим:

$$I_{ВЛ\text{ ут.мах}} = \frac{n_{Г} \cdot S_{Г\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (n_{ВЛ} - 1) \cdot U_{НОМ}} = \frac{4 \cdot 253}{\sqrt{3} \cdot (7 - 1) \cdot 230} = 0,42 \text{ кА}; \quad (4.47)$$

Рабочий ток в присоединении трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 15,75 кВ:

$$I_{ТСН\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{ТСН\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ТСН\text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 0,10 \text{ кА}; \quad (4.48)$$

4.4 Выбор электрических аппаратов

4.4.1 Выбор электрических аппаратов на генераторном напряжении

В качестве электрооборудования на генераторное напряжение 15,75 кВ принимается генераторный комплекс FKG1F производства фирмы «Alstom Grid»[5].

Таблица 4.9 – Сводная таблица для выбора генераторного комплекса

Расчётные данные	Каталожные данные
	FKG1F
$U_{НОМ} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = \text{до } 24 \text{ кВ}$
$I_{Г\text{ раб.мах}} = 9,74 \text{ кА}$	$I_{НОМ} = 13,5 \text{ кА}$
$I_{ПО}^{(3)} = 98,17 \text{ кА}$	$I_{ОТК} = 120 \text{ кА}$
$i_y^{(3)} = 270,73 \text{ кА}$	$i_{пр.СКВ} = 330 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 4.9

Расчётные данные	Каталожные данные
	FKG1F
$B_{к.расч} = I_{по}^{(3)2} (t_{отк} + t_{рза})$ $= 98,17^2 \cdot (0,08 + 0,01)$ $= 867,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = I_T^2 t_T = 120^2 \cdot 3 =$ $43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный генераторный комплекс подходит.

4.4.2 Выбор электротехнического оборудования ОРУ 220 кВ

Выключатели и разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость.

Выбран элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш». Проверка выключателя представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.10 – Проверка выключателя ВЭБ-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{сети\ ном}$	$U_{сети\ ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб\ max}$	$I_{раб\ max} = 360 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{откл.ном} \geq I_{п.0}$	$I_{п.0} = 9,17 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$
$i_{пр.скв} \geq i_y$	$i_y = 23,6 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	$B_{к.расч} = 7,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$B_{к.расч} = I_{по}^{(3)2} (t_{вкл} + t_{рза}) = 9,17^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 7,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.49)$$

где $I_{по}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на выводах генератора;
 $t_{вкл}$ – собственное время включения выключателя;
 $t_{рза}$ – время срабатывания устройств РЗА, равное 0,01 с;
 Условие прохождения проверки на термическую стойкость:

$$B_{к.ном} > B_{к.расч};$$

$$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 7,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Следовательно, выключатель ВЭБ-220 прошел проверку на термическую стойкость.

Для создания видимого разрыва в цепях РУ был выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220/1000 (таблица 4.11)

Таблица 4.11– Параметры разъединителя РГ-220/1000

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 360 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{пр.СКВ}} \geq i_y$	$i_y = 23,6 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 7,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 2980 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш». Проверка трансформатора тока ТВГ-220-III-2000/5 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12- Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 360 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$i_y < i_{\text{дин}}$	$i_y = 25,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} < B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 7,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК». Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 - Выбор и проверка оптического трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

В таблице 4.14 представлены данные выбранного анализатора сети для отходящих линий.

Таблица 4.14– Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-220/163/10/2III(IV)УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.5 Схема собственных нужд

Схема собственных нужд выполнена на основе СТО «Системы питания собственных нужд ГЭС». Обратная двух ступенчатая схема собственных нужд выполнена с двух секционированной системой сборных шин.

Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания. Секции 0,4 кВ питаются от четырех трансформаторов собственных нужд ТСН1-ТСН4 типа ТСЗ-2500/15,75/0,4. Секции 6 кВ питаются от двух трансформаторов собственных нужд ТСН-6 и ТСН-7 типа ТСЛГ-1000/6/0,4. Осуществляется взаимное резервирование, агрегатные собственные нужды для каждого генератора и общестанционные собственные нужды запитываются от агрегатных трансформаторов собственных нужд, а также осуществлено резервное питание от резервного трансформатора РТСН типа ТМН 1600/35, имеется дизель-генераторная установка для осуществления резервного питания особо ответственных потребителей.

4.6 Выбор дизель-генераторной установки

В качестве одного из резервных источников питания для Зейской ГЭС принята дизель-генераторная установка АД-920. Номинальная полная мощность 2000 кВА, номинальная активная мощность 912 кВт. Номинальное напряжение 380 В. ДГУ произведена компанией «Энерго-Моторы», г. Екатеринбург, Россия.

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1. Параметры силового трансформатора представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1130/220-44ХЛ4
мощность номинальная	полная, МВА	253
	активная, МВт	215
номинальное напряжение, кВ		15,75
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
Частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		136,4
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		3
номинальный ток статора, А		9274
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1300
номинальное напряжение возбуждения, В		355
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,05
	переходное X'_d	0,32
	сверхпереходное X''_d	0,21
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,21

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-250000/220/15,75
мощность номинальная, МВА	250
номинальное напряжение ВН, кВ	220
номинальное напряжение НН, кВ	15,75
напряжение короткого замыкания, %	11
схема соединения обмоток	Y_H/Δ

5.2 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{215/0,85}{\sqrt{3}\cdot 15,75} = 9274 \text{ А}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)}\cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{9274\cdot 1}{10000/5} = 4,6 \text{ А}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{250/0,85}{\sqrt{3}\cdot 220} = 0,77 \text{ кА};$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{770}{800/5} = 4,81 \text{ А}; \quad (5.3)$$

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН ТБ}} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)}}{1,2255} = \frac{1300}{1,2255} = 1060 \text{ А}, \quad (5.4)$$

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

$$S_{\text{ТБ}} = \sqrt{3}\cdot I_{\text{НН ТБ}}\cdot U_{\text{НН ТБ}} = \sqrt{3}\cdot 1060\cdot 0,375 = 688,5 \text{ кВА}, \quad (5.5)$$

где $U_{\text{НН ТБ}}$ – напряжение на кольцах ротора, равное 0,375 кВ.

Принимаем трансформатор возбуждения ТСЗ–1000/15,75/0,4.

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТБ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 15,75} = 36,66 \text{ А}. \quad (5.6)$$

Номинальный ток высшего напряжения, протекающий на трансформаторе возбуждения, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН ТЭ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН ТВ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ ТВ}}} = \frac{36,66}{50/5} = 3,67 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{ТТ ТВ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне трансформатора возбуждения.

Номинальный вторичный ток ротора, протекающий на стороне высшего напряжения трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ВН РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{Н РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН ТВ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН ТВ}}} = \frac{1300 \cdot 0,375 \cdot 1}{1,2255 \cdot 15,75} = 25,26 \text{ А}, \quad (5.8)$$

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

$U_{\text{НН ТВ}}$ – напряжение на кольцах ротора (низкой стороны);

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

Номинальный вторичный ток ротора, протекающий на стороне высшего напряжения трансформатора возбуждения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{Н РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН ТВ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН ТВ}} \cdot K_{\text{ТТ ТВ}}} = \frac{1300 \cdot 0,375 \cdot 1}{1,2255 \cdot 15,75 \cdot 50/5} = 2,53 \text{ А}, \quad (5.9)$$

где $K_{\text{ТТ ТВ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока со стороны трансформатора возбуждения.

5.3 Перечень защит основного оборудования

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

На генераторе:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных
- коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах
- Поперечная дифференциальная защита генератора
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора
- Защита от повышения напряжения

- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора

- Защита от симметричных перегрузок статора
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора
- Защита от перегрузки обмотки ротора
- Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора
- Защита от понижения частоты на холостом ходу генератора

На силовом трансформаторе блока:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности)
- Защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов (КИВ)
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220 кВ
- Резервная максимальная токовая защита
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75кВ трансформатора

блока

- Защита от потери охлаждения
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока
- Реле тока охлаждения трансформатора блока

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
- Реле тока блокировки РПН

На линиях электропередачи 220 кВ:

- -Основные защиты:
- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- -Резервные защиты:
- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при ближних междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на

землю (ТНЗНП);

- Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ
- предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.4 Выбор устройств релейной защиты

Продольная дифференциальная защита генератора

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{ном.} = 9274 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 10000/5 \text{ А}$.

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:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 9274 = 463,7 \text{ А}, \quad (5.10)$$

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 463,7 = 927,4 \text{ А}, \quad (5.11)$$

где $K_N = 2$ – коэффициент надежности.

Принимается уставка: $I_{ср0} = 0,2 \cdot I_N = 0,2 \cdot 9274 = 1854,9 \text{ А}$;

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.12)$$

где $K_{АП} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока;
 $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5 – для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

$I_{\text{макс}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{макс}} = \frac{E_{\Gamma''}}{x_{d''}} \cdot I_{\text{н}} = \frac{1,13}{0,21} \cdot 9274 = 49904,4 \text{ А.} \quad (5.13)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.6):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 49904,4 = 4990,4 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.14)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{4990,4 \cdot 2}{98170},$$

$$K_{\text{T}} > 0,10,$$

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

I_{T} – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора

Принимается уставка $K_{\text{T}}=0,3$

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*cp}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,3} = 0,67 \quad (5.15)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,3} = 0,67. \quad (5.16)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

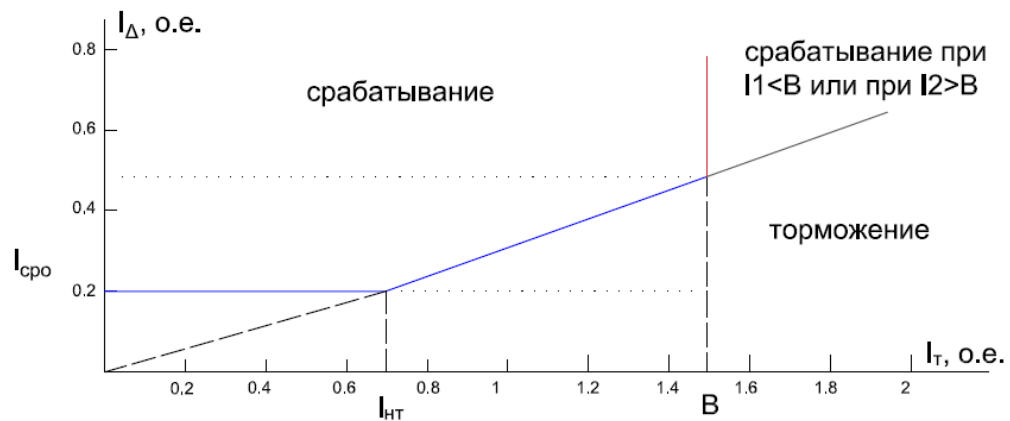


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.5 Поперечная дифференциальная защита

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора (при двухслойной обмотке генератора).

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях и в соответствии с Руководящими Указаниями по релейной защите может быть принят:

$$I_{ср} = 0,2 \cdot I_{ном.г} \quad (5.17)$$

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

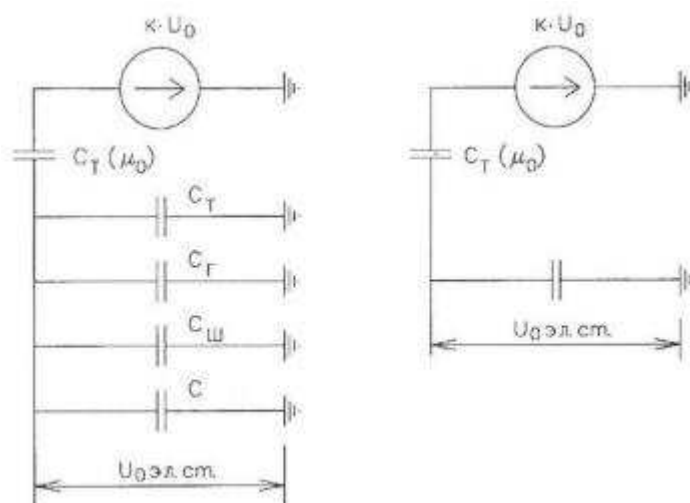


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.18)$$

где U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

C_T – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 1,12 мкФ/фазу (по данным завода);

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

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

$C_{Г(T)}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны трансформатора блока. Принимаем равной 0,26 мкФ/фазу (по данным завода);

$C_{Г(Г)}$ - ёмкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны трансформатора блока. Принимаем равной 0,13 мкФ/фазу (по данным завода);

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{НОМ\text{ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ} \quad (5.19)$$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{Г(T)} + C_{Г(Г)} = 0,0073 + 1,12 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,43 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.20)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 12,2 \text{ А}. \quad (5.21)$$

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

$$U_{0\text{ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 1,43} = 162 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{СР} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{ТН}} \cdot U_{0\text{ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.22)$$

$$U_{СР} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 162}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}$$

$$U_{СР} \geq 2,8,$$

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

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 10 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 20 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.23)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{\frac{15750}{100}} = 140 \text{ В}. \quad (5.24)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{\frac{15750}{100}} = 120 \text{ В}. \quad (5.25)$$

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

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

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

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.26)$$

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

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

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07; I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H.$$

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.28)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.29)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.30)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.31)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.32)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

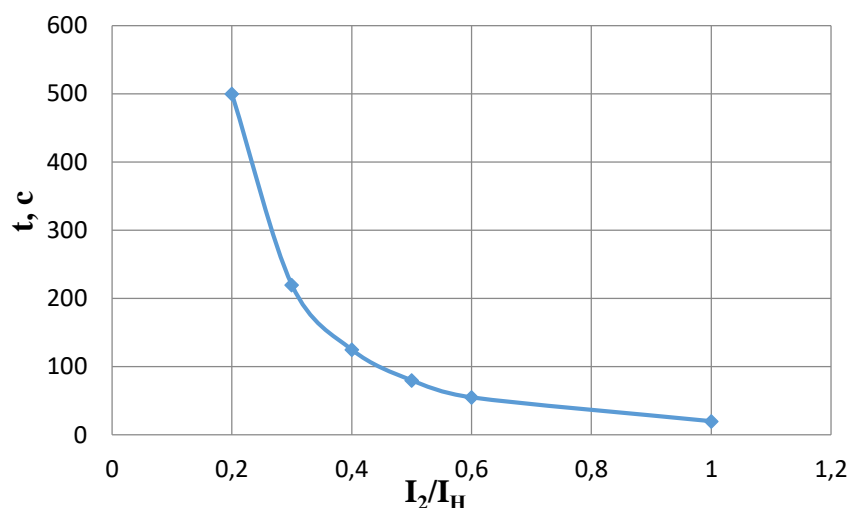


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2\text{С.З.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{\text{д}}''_{\text{ВН}} + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (49,58 + 0,11 + 0,019)} =$$

= 0,00773 о. е.

$$x''_{d_{ВН}} = x''_d \cdot \frac{U_{ВН}^2}{U_{НН}^2} = 0,21 \cdot \frac{242^2}{15,75^2} = 49,58; \quad (5.33)$$

$$x'_л = x_{0,уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{\phi,НОМ}^2} = 0,429 \cdot 10 \cdot \frac{253}{242^2} = 0,019; \quad (5.34)$$

$$x'_Т = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{253}{253} = 0,11; \quad (5.35)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I^*_{2с.з.} \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,00773 \cdot 2 \cdot \frac{242}{15,75} = 0,24 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

б). по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ на шинах ВН блока:

$$I^*_{2с.з.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X''_{d_{ВН}} + X_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (49,58 + 0,11)} = 0,00774 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I^*_{2с.з.} \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,00774 \cdot 2 \cdot \frac{242}{15,75} = 0,23 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

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

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

5.9 Защита от симметричных перегрузок(I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.38)$$

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

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

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.39)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4:

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

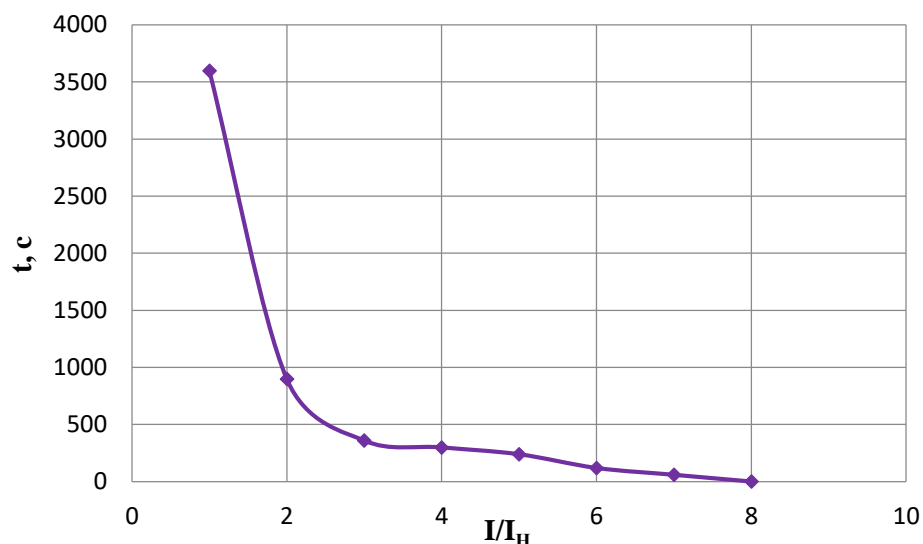


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.40)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,7} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.41)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Зейской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 25,77 + \frac{0,8}{4} \cdot 0,47 = 20,71 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{0,44^2 + 0,17^2} = 0,47 \text{ Ом} \quad (5.43)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{250} = 25,77 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{253}{250} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{253}{242^2} \cdot 0,47 = 0,09$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 0,98 = 0,09 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{15,75^2}{253} = 0,98$.

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,09 \frac{\frac{10000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 1,15 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,2 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 9274} = 0,98 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,97 - 0,95}{1,05} = 2,85, \quad (5.47)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно, сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,85} = 0,33 \text{ о. е.}, \quad (5.48)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,85} = 0,31, \quad (5.49)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 71,8^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗН}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,33}{1,1} = 0,3 \text{ о. е.}, \quad (5.50)$$

$$Z_{\text{СЗН}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,3 \cdot \frac{15,75^2}{253} = 0,3 \text{ Ом}. \quad (5.51)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{CP\ 3II} = \frac{Z_{C.3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,3 \cdot 10000/5}{15750/100} = 3,8 \text{ Ом}, \quad (5.52)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 3,8 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,011 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,036 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

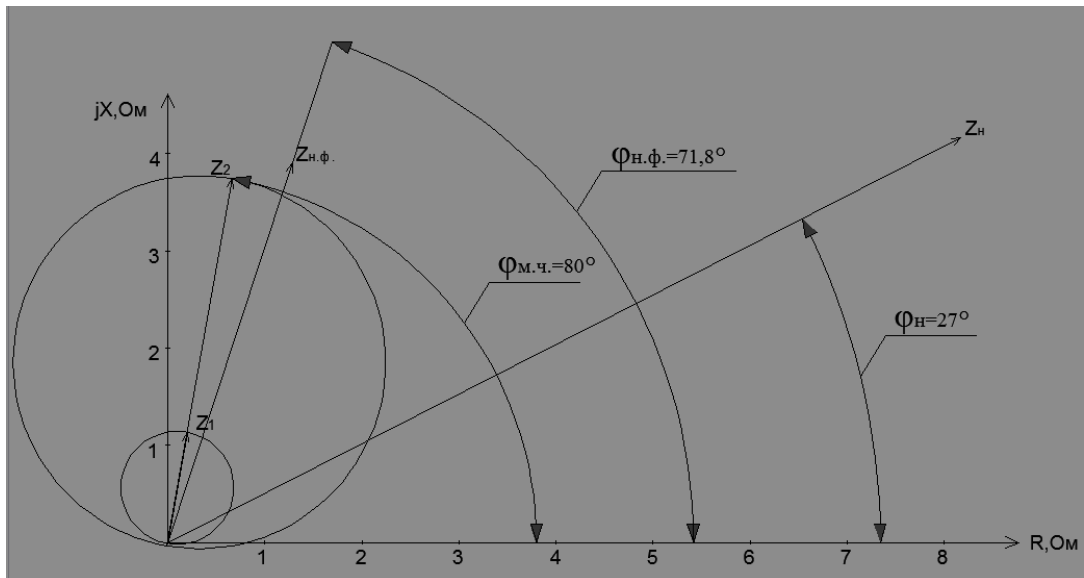


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.11 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P\ \text{СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.53)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.54)$$

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_{H}	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

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

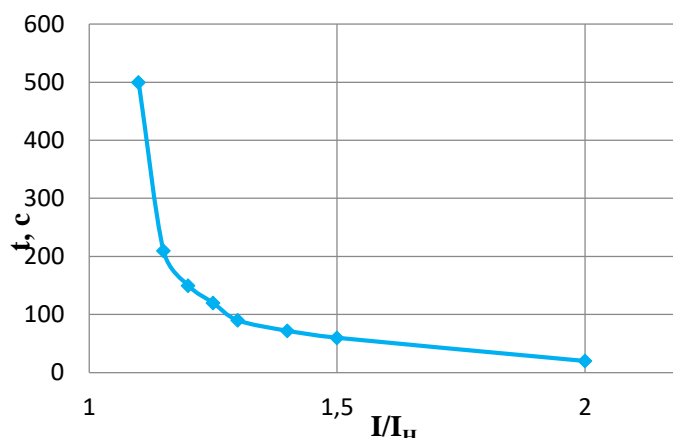


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.55)$$

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

5.12 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 ТОР300 ЗГ 511 производства Релематика.

По произведенным расчетам была составлена матрица отключений и таблица уставок. Матрица отключений представлена в приложении Г, таблица Г.1, таблица уставок – в приложении Г, таблица Г.2.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Исходные данные

- Регион: Амурская область.
- Река: Зея.
- ∇ НПУ = 313 м.
- ∇ ФПУ = 315,4 м.
- ∇ ДНА = 212 м.
- $Q = 7259 \text{ м}^3/\text{с}$ при обеспеченности $P = 0,01\%$.
- $Q = 6265 \text{ м}^3/\text{с}$ при обеспеченности $P = 0,1\%$.
- Расход на один агрегат $Q_{га} = 284 \text{ м}^3/\text{с}$.
- Количество агрегатов $n = 4$.
- ∇ НБ при $P_{0,1\%}$: 224,5.
- ∇ НБ при $P_{0,01\%}$: 225,9.
- $N_{\text{уст ГЭС}}$: 840 МВт.
- Максимальная скорость ветра для данного региона: 22 м/с.
- Дина разгона волны $L = 2200$ м.
- В основании плотины: диабаз.
- Характеристики диабаз:
 - а) сцепление грунта: $c = 150$;
 - б) угол внутреннего трения: $\varphi = 39^\circ$;
 - в) пористость грунта: $n = 0,8$.

6.2 Определение класса сооружения

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения для скального грунта на основании данных по СП [3].

Высота ГТС 101 м – I класс.

Мощность ГЭС $N_{\text{уст}} = 840$ МВт – II класс.

Число населения в НБ (23000 человек – город Зея) – I класс.

Таким образом ГТС имеет I класс.

6.3 Определение отметки гребня глухой плотины

Отметка гребня бетонной плотины вычисляется по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a \quad (6.1)$$

где $h_{\text{run}1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класс – 0,8 м, II – 0,6 м, III-IV – 0,4 м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле (6.2):

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha_w \quad (6.2)$$

где $v = 22$ м/с – расчетная скорость ветра;

K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 22 м/с: $K_W = 2,3 \cdot 10^{-6}$;

$L = 2,2$ км – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$;

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} \quad (6.3)$$

$$d = \frac{313 - 212}{2} = 50,5 \text{ м}$$

Принимаем $\Delta h_{set} = 0$ и находим высоту ветрового нагона волны в первом приближении:

$$\Delta h_{set} = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 2200}{9,81 \cdot 50,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,00494 \text{ м}$$

Принимаем $\Delta h_{set} = 0,00494$ и находим высоту ветрового нагона волны во втором приближении:

$$\Delta h_{set} = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 2200}{9,81 \cdot (50,5 + 0,5 \cdot 0,00494)} \cdot \cos 0^\circ = 0,00494 \text{ м}$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая:

Вычисляем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 2200}{22^2} = 44,59;$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{22} = 9632$$

где t – период развития волн на водохранилище.

Из графика по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$. Составим сводную таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,013	1,13
$\frac{gt}{v}$	0,08	3,90

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,013$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,13$, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = \frac{0,013 \cdot v^2}{g} = \frac{0,013 \cdot 22^2}{9,81} = 0,64 \text{ м} \quad (6.4)$$

$$\bar{T} = \frac{1,13 \cdot v}{g} = \frac{1,25 \cdot 22}{9,81} = 2,53 \text{ с} \quad (6.5)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,53^2}{2 \cdot 3,14} = 10,00 \text{ м.} \quad (6.6)$$

Выполняем проверку на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda}; \quad (6.7)$$

$$50,5 \text{ м} \geq 5,00 \text{ м.}$$

Вывод: зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,64 \cdot 2,09 = 1,34 \text{ м.} \quad (6.8)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [2, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$.

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем:

$$\nabla\text{ГБП} = 313 + 1,34 + 0,00494 + 0,8 = 315,15\text{м.}$$

6.4 Гидравлический расчёт плотины и НБ

6.4.1 Определение ширины водосливного фронта

Исходные данные для расчета ширины водосливного фронта представлены в таблице 6.2

Таблица 6.2. Исходные данные для расчета

Q 0,1% м ³ /с	Отметка дна м	Q агрегата м ³ /с	НПУ м	УНБ м Q _{0.1%} = 6265 м ³ /с
6265	212	284	313	224,5

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p,осн} = Q_{max,осн} - Q_{ГА} * (n - 1) - Q_{ав,водосброс} \quad (6.9)$$

где n – количество проектируемых ГА

$$Q_{ав,водосброс} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{10,07 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 647,5 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.10)$$

где $V_{пол}$ – полезный объем водохранилища

$t_{ср}$ – время сработки водохранилища

$$Q_{p,осн} = 6265 - 284 * (4 - 1) - 647,5 = 4765,5 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} \quad (6.11)$$

$$q_p = 5 \cdot 12,5 = 62,5 \text{ м}^2/\text{с}$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p \quad (6.12)$$

$$q_v = 1,25 \cdot 62,5 = 78,1 \text{ м}^2/\text{с}$$

где $h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 224,4 - 212 = 12,4$ м – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\text{мах осн}}$:

$[v_h] = 5$ м/с – допустимая скорость на рисберме (для скального основания).

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.13)$$

$$B = \frac{4765,5}{78,1} = 61,01 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = 64 \text{ м}$$

Принимаем $n = 4$ количество пролетов шириной $b = 16$ метров. Толщина быка по Березинскому:

$$d \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b, \quad (6.14)$$

$$d \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 16 \text{ м,}$$

$$d \geq (1,9 \div 2,6) \text{ м.}$$

Выбираю бык с $d = 3,0$ м.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_{\text{в}} = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 16 \cdot 4 + (4 - 1) \cdot 3,0 = 73 \text{ м.}$$

6.4.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.15)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода, для профиля типа A .

$$H_{01} = \left(\frac{4765,5}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,56 \text{ м}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.16)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ - коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле (6.19);

σ_n - коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1,0$.

При наличии отдельного устоя между водосливной плотиной и зданием ГЭС с одной стороны плотины и берегового устоя с другой стороны коэффициент бокового сжатия определяется по формуле (6.19):

σ

с

ж

$\varepsilon_0 = 0,45$ - коэффициент, учитывающий форму быков в плане – принимаем округлую форму для уменьшения сопротивления потоку.

$\varepsilon = 0,7$ коэффициент формы боковых устоев

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{10,56}{16} = 0,93$$

—

·

ε

·

$$H_{02} = \left(\frac{4765,5}{0,49 \cdot 64 \cdot 0,93 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,08 \text{ м},$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.18)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,

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

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot (B + (n - 1) \cdot d)} = \\ &= \frac{4765,5}{(313 - 212) \cdot (64 + (4 - 1) \cdot 3,0)} = 0,65 \text{ м/с}. \end{aligned} \quad (6.19)$$

Таким образом:

$$H = 11,08 - \frac{1,1 \cdot 0,65^2}{2 \cdot 9,81} = 11,06 \text{ м.}$$

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

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 313 - 12 = 301 \text{ м.} \quad (6.20)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 301 + 1,6 \cdot 12 = 320,2 \text{ м.} \quad (6.21)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений.

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 315,15 \text{ м}$$

$$\nabla_{\text{ГБ}} = 320,2 \text{ м.}$$

Принимаем $\nabla_{\text{ГП}} = 320,2 \text{ м.}$

6.4.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову

Вычисленные координаты для построения оголовка для $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$ представлены в таблице 6.3. Также на рисунке 6.1 изображен оголовок плотины.

Таблица 6.3 - Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№ строки	x	y	x*	y*
1	0	0,126	0	1,512
2	0,1	0,036	1,2	0,432
3	0,2	0,007	2,4	0,084
4	0,3	0	3,6	0
5	0,4	0,006	4,8	0,072
6	0,5	0,027	6	0,324
7	0,6	0,06	7,2	0,72
8	0,7	0,1	8,4	1,2
9	0,8	0,146	9,6	1,752
10	0,9	0,198	10,8	2,376
11	1	0,256	12	3,072
12	1,1	0,321	13,2	3,852
13	1,2	0,394	14,4	4,728
14	1,3	0,475	15,6	5,7
15	1,4	0,564	16,8	6,768
16	1,5	0,661	18	7,932
17	1,6	0,764	19,2	9,168
18	1,7	0,873	20,4	10,476
19	1,8	0,987	21,6	11,844
20	1,9	1,108	22,8	13,296

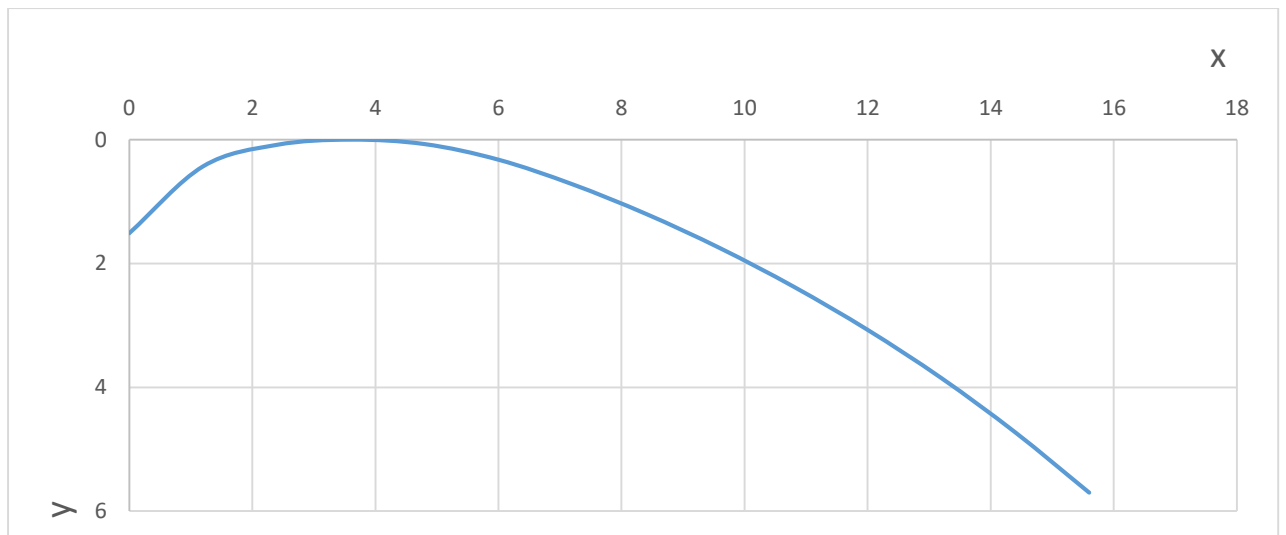


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.4.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в сжатом сечении.

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины h''_c и бытовой глубины $h_{НБ}$ устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

1. $h''_c > h_{НБ}$ – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
2. $h''_c = h_{НБ}$ – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
3. $h''_c < h_{НБ}$ – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Определим параметры гидравлического прыжка.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_B)^2 g}} \quad (6.22)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4765,5^2}{(64+(4-1) \cdot 3,0)^2 \cdot 9,81}} = 7,82 \text{ м};$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{65,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (313 - 212 - 0)}} = 1,63 \text{ м}. \quad (6.23)$$

где φ – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани [4, таблица 9-10], q – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B+(n-1)\delta_B} = \frac{4765,5}{64+(4-1) \cdot 3,0} = 65,3 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.24)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{65,3}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81(313 - 212 - 1,63)}} = 1,64 \text{ м}; \quad (6.25)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,64}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{7,82}{1,64} \right)^3} - 1 \right) = 23,34 \text{ м.}$$

$$23,34 > 12,5$$

Получили $h''_c > h_{\text{НБ}}$, следовательно, имеем отогнанный гидравлический прыжок.

Гашение энергии потока принимаем с помощью носка-трамплина с отбросом струи на безопасное расстояние.

6.4.5 Расчет носка-трамплина и отлета дальности струи

Схема для расчёта носка-трамплина представлена на рисунке 6.2.

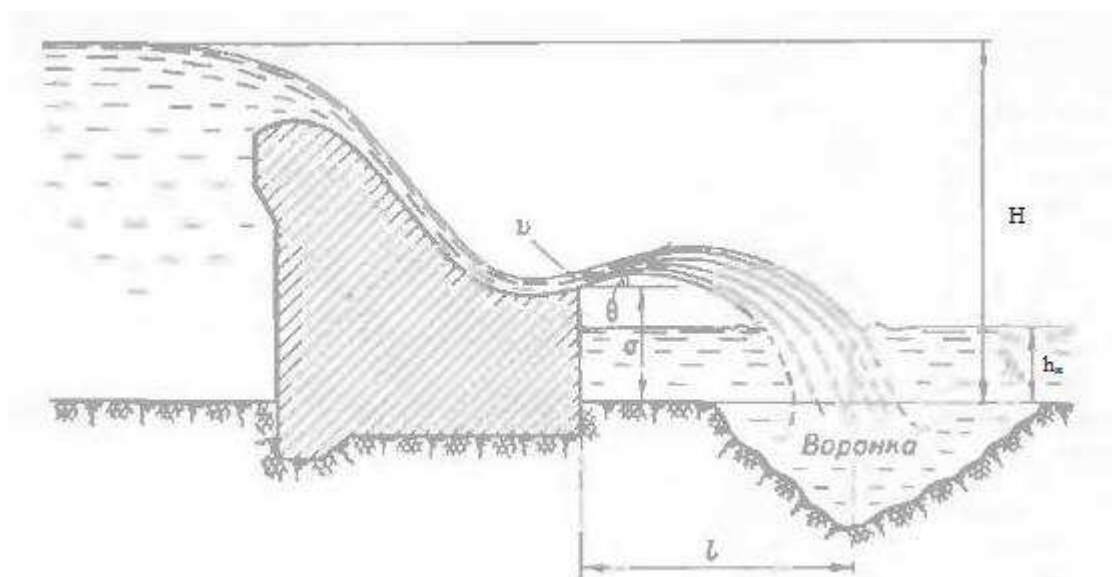


Рисунок 6.2 – Схема к расчёту трамплина

Из рекомендаций отметка носка принимается выше максимальной отметки нижнего бьефа. Максимальная отметка нижнего бьефа при поверочном случае $\nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}} = 225,9$ м, конструктивный запас примем равным 2 метрам. Тогда отметка носка будет равна $\nabla_{\text{НОС}} = 225,9 + 2 = 227,9$ м.

Определим напор на носке:

$$z_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 313 - 227,9 = 85,1 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Далее, используя величину напора на носке, определим скорость потока на нем:

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_H} = 0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 85,1} = 38,8 \text{ м/с} \quad (6.27)$$

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - h_{\text{НБ}} = 313 - 224,4 = 88,6 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Определим дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{z_0}{z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right) \quad (6.29)$$

где K_a – коэффициент аэрации, принимаемый исходя из числа Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{38,8^2}{9,81 \cdot 1,68} = 91,3, \quad (6.30)$$

где h_H определили по формуле (6.33):

$$h_H = \frac{q_B}{v_H} = \frac{65,28}{38,8} = 1,68 \text{ м.} \quad (6.31)$$

$$\text{где } q_B = \frac{Q}{B + (n-1) \cdot d} = \frac{4765,5}{64 + (4-1) \cdot 3} = 65,28 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.32)$$

При числе Фруда больше 35 $K_a=0,85$. Угол α принимается 30° .

$$L = 0,85 \cdot 85,1 \cdot 0,95^2 \cdot \sin 2 \cdot 30 \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{88,6}{85,1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,95^2 \cdot \sin^2 30}} \right) =$$

$$= 118,01 \text{ м.}$$

Целесообразно выбрать профиль обеспечивающий отлет струи на расстояние больше 0,4 от z_0 - напора создаваемого плотиной, а также с наименьшей высотой носка.

$$L > 0,4 \cdot z_0 \quad (6.33)$$

$$118,01 \text{ м} > 35,4 \text{ м}$$

Определим глубину размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.34)$$

где t определяется как:

$$\begin{aligned}
 t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{нб}}{d}} \cdot h_H = \\
 &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{91,3}) \cdot \sqrt{91,3} \cdot \sqrt[4]{\frac{12,4}{1}} \cdot 1,68 = 44,91 \text{ м.}
 \end{aligned} \tag{6.35}$$

Тогда:

$$h_{раз} = 44,91 - 12,4 = 32,51 \text{ м.}$$

Определим расстояние от плотины центра размыва ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \tag{6.36}$$

где

$$\begin{aligned}
 tg\alpha_1 &= \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{нб})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\
 &= \sqrt{0,33 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,68 \cdot 0,87 + 15,9 - 12,4)}{38,8^2 \cdot 0,75}} = 0,64
 \end{aligned}$$

где a - высота уступа над дном

Тогда:

$$L_1 = 118,01 + \frac{44,91}{0,64} = 188,18 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывтого русла равна

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7h_{раз} = 2,5 \cdot 7,82 + 3,7 \cdot 32,51 = 139,8 \text{ м} \tag{6.37}$$

6.4.6 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{5475,5}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,58 \text{ м}, \quad (6.38)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГА}} \cdot n - Q_{\text{ав.вод}} = 7259 - 284 \cdot 4 - 647,5 = 5475,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

где $Q_{\text{ГА}}$ – расход воды, проходящий через один гидроагрегат;

$Q_{\text{пов.мах}}$ – расход воды при $P = 0,01\%$;

$Q_{\text{ав.вод}}$ – расход, сбрасываемый через аварийный водосброс;

B – сумма всех пролетов, включая дополнительный, если он назначен.

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{5475,5}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,90 \text{ м} \quad (6.39)$$

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 301 + 11,90 = 312,9 \text{ м} \quad (6.40)$$

Расчетная отметка ФПУ равная 312,9 м не превышает заданную отметку ФПУ равную 315,4 м, следовательно, пропускной способности водослива будет достаточно для пропуска поперочного расхода.

Отметка ФПУ принимается равной 315,4 м.

6.4.7 Расчет аварийного водосброса (глубинный)

Расход для аварийного водосброса определяется:

$$Q_{\text{ав.вод}} = 647,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \text{ (смотреть п. 2.2.1)}$$

Местоположение глубинного водосброса определяем с учетом расстояния до галереи цементационной завесы. Туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии (минимум 3 м). Следовательно отметку порога водослива принимаем:

$$\nabla_{\text{пор. вод}} = \nabla_{\text{пол гал.}} + h_r + 5 = 212,0 + 3,5 + 5 = 220,5 \text{ м} \quad (6.41)$$

где $\nabla_{\text{пол гал.}}$ – отметка пола галереи цементационной завесы;

h_r – высота галереи цементационной завесы.

Назначаем предварительную высоту отверстия $h_{\text{отв}}$ равную 2 м и рассчитываем площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu\sqrt{2gH}} = \frac{647,5}{0,8\sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 91,5}} = 19,1 \text{ м}^2 \quad (6.42)$$

где μ – коэффициент расхода, для водосброса с плавным выходом и небольшой шероховатостью принимаем 0,8;

$Q_{\text{ав.вод}}$ – расчетный расход;

H – напор над центром входного сечения (отметка центра входного сечения равна 91,5 м).

Определяем ширину водосливного фронта и разбиваем на стандартные отверстия:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{19,2}{1} = 19,1 \text{ м} \quad (6.43)$$

$$B = n \cdot b_{\text{отв}} = 5 \cdot 4 = 20 \text{ м} \quad (6.44)$$

Принимаем количество отверстий $n = 2$, ширину отверстий $b_{\text{отв}} = 5$ м, высоту отверстий $h_{\text{отв}} = 2$ м.

6.5 Конструирование бетонной плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу (см. рисунок 6.3).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

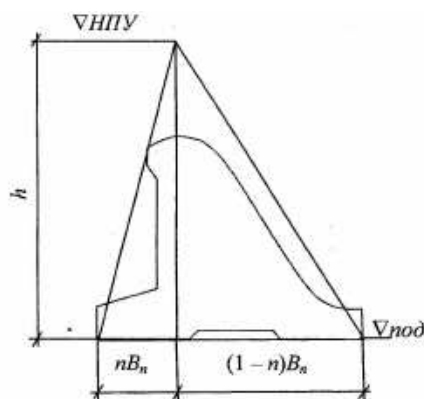


Рисунок 6.3 – Схема треугольного профиля плотины

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

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w} (1 - n) + n(2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.45)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 313 - 312 = 101 \text{ м}. \quad (6.46)$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.47)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

f – коэффициент сопротивления плотины сдвигу по основанию, принимаемый для скального основания 0,8.

Задаваясь значением n , вычисляем ширину подошвы по первому и второму условиям.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Результаты расчетов сведем в таблицу 6.4:

Таблица 6.4 – Определение ширины подошвы плотины по B_n^I и B_n^{II}

1 требование		2 требование	
n	B	n	B
0	73,3	0	83,1
0,1	74,3	0,1	78,9
0,2	75,7	0,2	75,2
0,3	77,9	0,3	71,7
0,4	80,4	0,4	68,6
0,5	83,9	0,5	65,8
0,6	88,6	0,6	63,1

По результатам расчетов строим зависимости $b = f(n)$. Приведенный на рисунке 6.4.

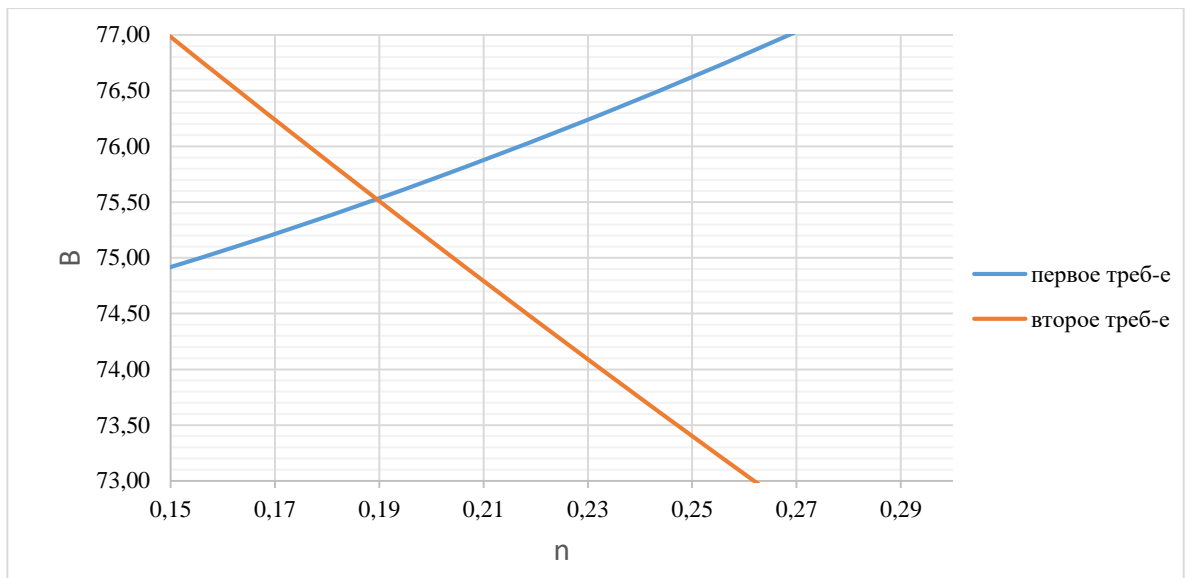


Рисунок 6.4 - Графики зависимостей $v_1(n)$ и $v_2(n)$

Таким образом, искомая ширина подошвы плотины должна отвечать одновременно двум условиям, то есть определяется пересечением двух графиков: $v_1(n)$ и $v_2(n)$ - $b = 75,5$ м, $n=0,19$. Так как в основании скала, то примем плотину с вертикальной напорной гранью (т.е $n=0$) с шириной подошвы $b = 75,5$ м.

6.5.2 Разрезка плотины швами

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{\text{бс}} = b + d = 16 + 3 = 19 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины; d – толщина быка.

Ширина постоянных деформационных температурных швов равна 0,5 см на расстоянии 3 м от лицевой грани и гребня и 0,2 см внутри тела плотины [6].

В конструкции деформационных швов предусматриваются:

- уплотнение, обеспечивающее водонепроницаемость;
- дренажное устройство, обеспечивающее отвод профильтровавшейся через уплотнение воды;
- смотровые шахты и галерея для наблюдения за состоянием шва и ремонта уплотнения.

6.5.3 Быки

Головная часть быка обычно имеет обтекаемую в плане форму для того, чтобы коэффициент расхода между быками был по возможности наибольшим.

Поскольку стандартную ширину пролета (b), принятая в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей, равна в наше случае 16, то толщина быка должна быть более 2,56 м.

Примем разрезной бык толщиной $d = 3$ м.

Толщину пазового перешейка быка назначим 1,0 м.

Ширина паза рабочего затвора составляет 2 м, глубина паза рабочего затвора – 0,5 м.

Ширина паза ремонтного затвора равна 1 м, глубина паза ремонтного затвора – 0,5 м. Данный затвор размещают на расстоянии 1,5 м. от рабочего затвора, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.5.4 Устои

В нашем случае устои будут разделительные между водосливом зданием ГЭС. Задача принятого разделительного устоя заключается в защите потока в нижнем бьефе (за зданием ГЭС) от сбойных течений со стороны водослива.

6.5.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи, или горизонтальных дрен, приуроченных к ярусам бетонирования и имеющих выходы в смотровые шахты, расположенные в межсекционных швах плотины.

Диаметр вертикальных дренажных скважин примем 30 см; расстояние между осями дрен - 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа a_{dr} , а также до верхней грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия

$$a_{dr} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{cr,m}} \quad (6.49)$$

где H_d - напор над расчетным сечением;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения,

$I_{cr,m}$ - критический средний градиент напора для бетона плотины, равный 25.

В нашем случае где $H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{Подошвы} = 313 - 212 = 101$ м.

$$a_{dr} > \frac{101 * 1,25}{25} > 5,05 \text{ м}$$

Примем $a_{dr} = 5,5$ м.

6.5.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные галереи, расположенные с шагом по высоте 21 м относительно друг друга.

Галерея цементационной завесы располагается на высоте 2 м от подошвы плотины. Ширина галереи 3 м, высота 3,5 м.

Галерея для дренажа располагается над подошвой. Её ширина 3 м, высота 3,5 м.

Смотровые служат для обеспечения самотечного отвода воды из вышележащей части плотины, контроля состояния бетона плотины и уплотнений швов, размещения контрольно-измерительной аппаратуры и др. Её ширина 2,0 м, высота 2,5 м.

6.5.7 Цементационная завеса

Цем.завеса – противофильтрационный элемент. Применяется в скальных основаниях.

Устроим завесу под подошвой плотины со стороны верхнего бьефа.

Завесы – ряд буровых скважин, диаметром 5-10 см, в которых нагнетается под давлением раствор, заполняющий трещины вокруг скважин и создающий препятствие для воды.

Толщина противофильтрационной завесы δ_3 должна быть

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}}, \quad (6.50)$$

$$\delta_3 > \frac{59,4 \cdot 1,25}{15} > 4,95 \text{ м}$$

где ΔH_3 - потери напора на завесе, определяем с помощью СП «Плотины бетонные и железобетонные», в нашем случае равен 59,4 м;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения ;

$J_{cr,m}$ - критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равен 15.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах $l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n$, где B_n - ширина подошвы плотины.

$$l_3 = 77 \cdot 0,091 = 7 \text{ м}$$

Глубину цементационной завесы принимают равной $h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max}$, где $H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}}$.

$$h_{зав} = 0,7 \cdot (313 - 214) = 69,3 \text{ м.}$$

6.5.8 Дренажные устройства в основании

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

Выполним дренаж в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 3 м. Глубину скважин принимают равной: $h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав}$.

Для нашего случая примем: $h_{др} = 0,6 \cdot 69,3 = 41,58$ м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами примем 6 м

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения плотины и быка определены в программе AutoCad.

$$S_{пл} = 3962,5 \text{ м}^2 ;$$

$$S_{б} = 4458 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле (6.54):

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{3962,5 \cdot 16 \cdot 24}{16 + 3} = 80084 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.54)$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \gamma_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{4458 \cdot 3 \cdot 24}{16 + 3} = 16893 \text{ кН/м}. \quad (6.55)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.56)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (315,4 - 301 + 0,5) \cdot 16 = 238,4 \text{ м}^2 \quad (6.57)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 238,4 \sqrt{238,4} \cdot 9,81 = 1986 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1986}{16 + 3} = 104,5 \text{ кН/м.} \quad (6.58)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 101^2}{2} = 51005 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.59)$$

С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 2^2}{2} = 20 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.60)$$

6.6.3 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5\gamma_w h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,34 \cdot \left(\frac{10}{3,14} + \frac{0,564}{2} \right) = \\ &= 227,9 \text{ кН,} \end{aligned} \quad (6.61)$$

где h_0 по формуле (6.61):

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,34^2}{10} = 0,445 \text{ м.} \quad (6.61)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,34 = 1,1 \text{ м.} \quad (6.62)$$

6.6.4 Взвешивающее давление

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \gamma_w S_{\text{эп}}, \quad (6.63)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры, которая находится по формуле (6.64):

$$S_{\text{эп}} = B \cdot h_{\text{нб}} = 75,5 \cdot 2 = 151 \text{ м}^2, \quad (6.64)$$

где B – длина подошвы плотины, равная 75,5 м;
 $h_{\text{нб}}$ - глубина нижнего бьефа при ВХК, равная 2 м.

Площади всех эпюр, нагрузок и сил определяем в программе AutoCAD.

$$W_{\text{взв}} = 10 \cdot 151 = 1510 \text{ кН.}$$

6.6.5 Сила фильтрационного давления

Для скальных основании эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с указаниями СП «Плотины бетонные и железобетонные». По СП выбираем гравитационную плотину с цементационной завесой, представленную на рисунке 6.5:

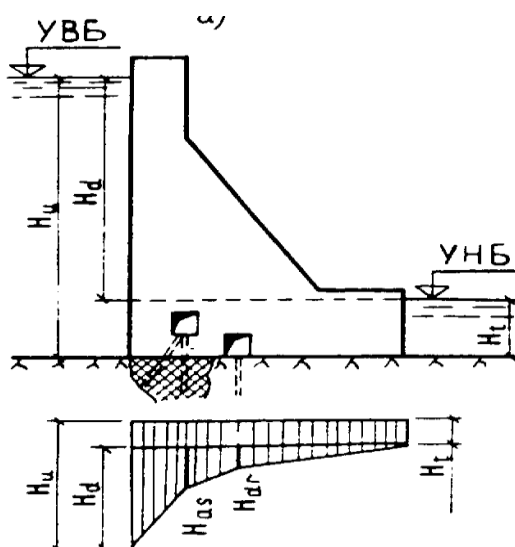


Рисунок 6.5 - Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Определяем необходимые параметры:

$$H_d = 313 - 214 = 99 \text{ м.}$$

По табл.5 из СП «Плотины бетонные и железобетонные» выбираются соотношения для первого класса сооружения:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4; \quad (6.65)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2. \quad (6.66)$$

Из выражений (5.12) и (5.13) получим:

$$H_{as} = H_d \cdot 0,4 = 39,6 \text{ м;} \quad (6.67)$$

$$H_{dr} = H_d \cdot 0,2 = 19,8 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Рассчитаем фильтрационное давление:

$$W_{\phi} = \gamma_w S_{\text{эп}} = 10 \cdot 1291 = 12910 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, определенная в программе AutoCAD.

6.6.6 Давление грунта

Давление наносов на напорную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 9,43 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.70)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, 10 кН/м³;
 h_H – толщина слоя наносов, 2 м;
 φ_H – угол внутреннего трения наносов, 21°.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{9,43 \cdot 2}{2} = 9,43 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.70)$$

6.7 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета прочности определяем напряжения в плотине, которые затем сравниваем с критериями прочности.

Составляется таблица 6.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке γ_f

Таблица 6.5 – Сбор нагрузок, действующих на подошву

Обозначение силы	γ_f	Сила, кН	Плечо, м	Сила · γ_f , кН	Момент, кН·м
T_B	1	51005,00	33,67	51005,00	1717338
T_H	1	80,00	0,67	80,00	-53,6
G_{Π}	0,95	16893,47	13,36	76080,00	-1016429
G_6	0,95	80084,21	15,39	16048,80	-246991
$W_{\text{взв}}$	1	1510,00	0,00	1510,00	0,00
W_{ϕ}	1	12910,00	18,99	12910,00	245160,9

Продолжение таблицы 6.5

Обозначение силы	γ_f	Сила, кН	Плечо, м	Сила · γ_f , кН	Момент, кН·м
E_n	1,2	9,44	0,67	11,33	7,59
$W_{\text{волн}}$	1	227,85	97,87	227,85	22299,75
q_3	0,9	104,53	34,91	94,08	-3284,23
Сумма				77802,9	718048,9

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

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{77802,9}{75,5} + \frac{6 \cdot 718048,9}{75,5^2} = -274,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.71)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -274,7 \cdot 0^2 - 10 \cdot 101(1 - 0^2) = \\ &= -1010 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.72)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

H_d^u – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью, в нашем случае $m_u = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 101 - 274,7) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.73)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -274,7 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 101 \cdot 0^2 = \\ &= -274,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.74)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 101 = -1010 \text{ кН/м}^2. \quad (6.75)$$

Для низовой грани аналогично по формулам (6.1)-(6.5):
 Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{77802,9}{75,5} - \frac{6 \cdot 718048,9}{75,5^2} = -1786,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.76)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1786,3 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 2 \cdot (1 - 0,75^2) = -1013,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.77)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, равен 0,75.
 H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;
 Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 2 - 1786,3) \cdot 0,75 = \\ &= 1324,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \end{aligned} \quad (6.78)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1786,3 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 2 \cdot 0,75^2 = -2779,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.79)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2 = -20 \text{ кН/м}^2. \quad (6.80)$$

Для наглядности сведём всё в таблицу(6.6):

Таблица 6.6 – Расчет напряжений со стороны верхнего и нижнего бьефов

Со стороны ВБ	Значение, кН/м ² .	Со стороны НБ	Значение, кН/м ²
σ_y^u	-274,7	σ_y^t	-1786,3
σ_x^u	-1010	σ_x^t	-1013,5
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	1324,7
σ_1^u	-274,7	σ_3^t	-2779,9
σ_3^u	-1010	σ_1^t	-20

6.8 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \\ -274,7 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

Условие выполняется.

2. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.81)$$

$$274,7 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 101 \geq 252,5 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

3. Прочность на сжатие:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.82)$$

$$1430,6 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2.$$

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

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

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$;

$$R_b \geq 1402,8 \text{ кН/м}^2. \quad (6.83)$$

В расчетной зоне укладываем бетон марки В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.9 Обоснование устойчивости плотины

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$R = N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot B = 77802,9 \cdot 0,8 + 150 \cdot 75,5 = 73567,32 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.84)$$

где N – сумма вертикальных сил ;

φ – угол внутреннего трения, 39° ;

c – сцепление для диабаз $150, \text{кН/м}^2$;

B – ширина подошвы плотины (п. 3.1).

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 51005,00 - 80,00 + 227,85 + 11,33 = \\ &= 51164,18 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \end{aligned} \quad (6.85)$$

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.86)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$\frac{73567,32 \cdot 0,95}{51164,18 \cdot 1} \geq 1,20$$

$$1,37 > 1,25$$

Условие выполняется.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими не только для региона, но и для всего государства. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы эксплуатации по обеспечению безопасности ГТС регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Одним из основных требований является соблюдение декларации безопасности ГТС, состав которой определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ.

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на собственнике гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. На небольших ГЭС натурные наблюдения проводит группы, входящие в состав одного из эксплуатационных подразделений, либо наблюдения ведет специализированная организация.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам, нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений. Федеральному закону «Об основах охраны труда в Российской Федерации», Федеральному закону «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок,

Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

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

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

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не

требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В инструкции ГЭС должны быть включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах:

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;
- по эксплуатации ГТС;
- по техническому обслуживанию бетонных ГТС;
- по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов;
- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;
- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;
- по пропуску паводковых 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.

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.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

7.3 Противопожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России».

При проектировании ГЭС в соответствии с нормативными требованиями должны быть определены категории зданий и сооружений по взрывопожарной опасности, а также разработаны мероприятия по оснащению помещений и оборудования средствами автоматической пожарной сигнализации (ПС) и средствами автоматического пожаротушения (АПТ).

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 (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

7.4 Объекты водяного пожаротушения

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Наиболее опасное в пожарном отношении оборудование Зейской ГЭС (гидрогенераторы, блочные трансформаторы, кабельные сооружения) оборудуется станционными установками пожаротушения с автоматическим и дистанционным пуском.

Система пожаротушения генератора запускается автоматически при срабатывании продольной дифференциальной защиты либо вручную с агрегатного щита управления.

Система пожаротушения блочного трансформатора запускается автоматически при срабатывании одной из защит: продольной дифференциальной защиты, газовой защиты, либо вручную с блочного щита управления.

Пожаротушение кабельных сооружений запускается автоматически при срабатывании дымовой сигнализации либо вручную с кнопочных постов, расположенных непосредственно рядом с пожарными задвижками.

Каждый объект ГЭС оборудуется системой пожарной сигнализации.

7.4.1 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. на дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. при замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в

соответствии с ПУЭ.

3. в помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. при реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке.

Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиля.

6. ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. в аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. при естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих однодневную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

7.5 Воздействия гидротехнических станций на природную среду в строительный период

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительномонтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помещать проникновения в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

7

-
- б** В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:
 - санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- М** – вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- е** – санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и ркотомогильников;
- о** – мониторинг водоохраных зон;
- п** – очистка от древесной и кустарниковой растительности.
- р** Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:
 - т** – очистка от мусора и остатков строений;
 - и** – вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
 - я** – санитарная очистка территории животноводческих объектов;
 - очистка территории после переноса промышленных предприятий;
 - п** – ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

о

п

о

д

г

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже УМО с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.7 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;

- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;

- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

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

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

- распашка земель;

- кооперативное и индивидуальное строительство;

- применение ядохимикатов и удобрений;

- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;

- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.7.1 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

– при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

План мероприятий по охране окружающей среды представлен в таблице Д.1 приложения Д.

8 Оценка объемов реализации энергии и расходов

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагается с построения календарного плана, который должен содержать все этапы проектирования станции, от земляных работ до установки основного и вспомогательного оборудования станции.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии впервые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	840.00	840.00	840.00	840.00
Число часов использования установленной мощности	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии, МВт·ч	3 360 000.00	3 360 000.00	3 360 000.00	3 360 000.00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,0	1,0	1,0	1,0
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	33 600.00	33 600.00	33 600.00	33 600.00
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	3 326 400.00	3 326 400.00	3 326 400.00	3 326 400.00
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1 077.00	1 100.00	1 143.00	1 175.00
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	3 582 532 800	3 659 040 000	3 802 075 200	3 908 520 000
НДС к выручке, млн.руб.	49 757 400	50 820 000	52 806 600	54 285 000

Проектируемая Зейская ГЭС работает в пиковой и полупиковой зоне нагрузки, вследствие чего число часов использования полной мощности выше чем у электростанций, работающих в пиковых зонах.

Увеличение выручки от реализации электроэнергии обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняется в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042гг, (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017№9) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро»,

дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

Текущие расходы по гидроузлу подразделяются на:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2–Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка,тыс.руб./МВт	Величина,млн.руб.
Фондоплатытруда	255,2	224,368
Прочиерасходы	274,0	230,16
Итого		444,528

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3–Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапыпроекта	Величина, %
От1до5лет	0,12
От6до15лет	0,17
От16до25	0,30
Свыше25лет	0,40

Расходы на услуги регулирующих организаций в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро»2019года для 2 ценовой зоны представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4–Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина,млн.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38тыс.руб./МВт	113,719 200
ОАО«АТС»(администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб./МВт·ч	5,528 880
ОАО«ЦФР»(центр финансовых расчетов)	1,908тыс.руб./МВт·ч	1,602 720
Итого		120,850 800

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Виллой, составляет 4,80 рублей за 1тыс.кВт·ч генерируемой электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5– Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн. руб.	70,63	193,71	264,167	273,00	273,00
Расходы на страхование, млн. руб.	31,22	76,75	97,97	98,34	95,72
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	189,67	444,53	444,53	444,53	444,53
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	1,30	3,19	4,08	6,15	5,98
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	51,56	120,85	120,85	120,85	120,85
Налог на воду, млн. руб.	9,29	23,21	24,19	24,19	24,19
Итого, млн. руб.	353,66	862,24	955,79	967,06	964,27

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

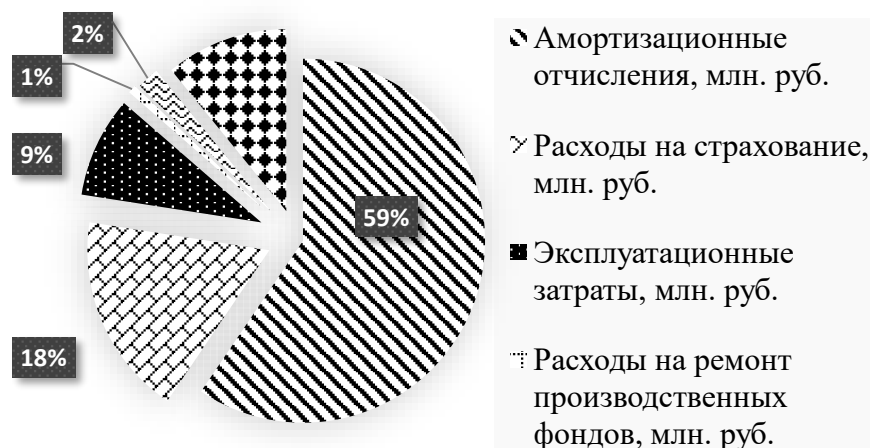


Рисунок 8.1–Структура текущих затрат, %

Наибольшими являются расходы на амортизационные отчисления, они составляют порядка 59% от всех расходов, так как стоимость оборудования слишком велика, а наименьшими являются расходы на ремонт производственных фондов, составляющие, около 1% всех расходов.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет.

Учитываются следующие налоги:

- НДС–20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс.кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2035–2039 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн.руб.	606,22	1324,03	1566,63	1601,97	1635,97
НДС, млн.руб.	720,38	1436,98	1678,38	1712,53	1745,32
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	56,38	56,38	56,38	56,38	56,38

Продолжение таблицы 8.6

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на имущество, млн.руб.	214,85	208,84	202,84	196,83	190,83
Итого, млн.руб.	1541,56	2969,97	3447,97	3511,44	3572,23

Наибольшая доля в структуре налогов приходится на НДС и составляет 47 %, наименьшая доля – налоги на взносы в социальные фонды.

8.4 Оценка суммы прибыли

Оценка прибыли – это в первую очередь анализ всей экономической деятельности, осуществляемой организацией. Прибыль представляет собой разность цены товара и ее себестоимости.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7–Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	2874,99	6973,54	7126,32	7533,91	7722,65
Текущие расходы, млн.руб.	353,66	862,24	955,79	967,06	964,27
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	2521,33	6111,29	6170,54	6566,85	6758,38
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	504,27	1222,26	1234,11	1313,37	1351,68
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2017,06	4889,03	4936,43	5253,48	5406,70
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

В первые годы эксплуатации наблюдается рост годовой прибыли, обусловленный увеличением выручки от продажи электроэнергии. Сумма чистой прибыли постепенно увеличивается и наибольший рост наблюдается в период с 2037 по 2042 год.

8.5 Анализ денежных потоков

Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш-Фло, изобразим на графике укрупненные этапы проекта, график Кэш-Фло представлен на рисунке 8.2.

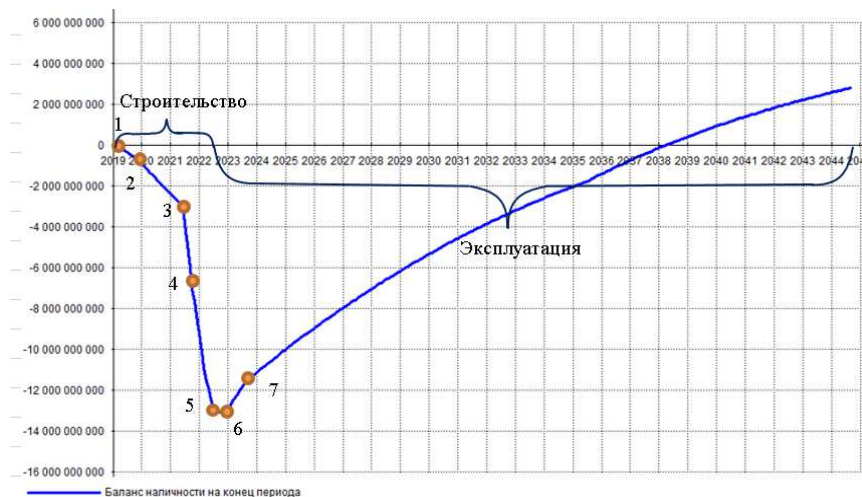


Рисунок 8.2 – График Кэш-Фло

На рисунке обозначено:

1. начало земляных работ;
2. начало бетонных работ;
3. начало строительных работ;
4. начало монтажа основного оборудования;
5. пуск первого гидроагрегата;
6. пуск шестого гидроагрегата и переход на проектную мощность;
7. начало строительства ОРУ 220 кВ.

8.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9).

8.7 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:
а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24–16–1/20–113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems».

Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Зейской ГЭС на реке Зeya мощностью 840МВт составляет 25 лет;

2) Используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

3) Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

8.8 Показатели коммерческой эффективности проекта

Целью проведения расчетов коммерческой эффективности проекта является определение показателей эффективности инвестиций.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8–Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	114
Чистый приведенный доход–NPV, млн.руб.	11993,88
Индекс прибыльности–PI	1,71
Себестоимость, руб./кВт·ч	0,19
Удельные капиталовложения, руб./кВт	90770
Удельные капиталовложения, долл./кВт	1512

8.9 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального

бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9– Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.рублей	427,75	586,81	1350,78	2785,21	3269,20
В региональный бюджет, млн.рублей	226,86	220,85	214,85	208,84	202,84
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	654,61	807,66	1565,63	2993,04	3472,04

Полный отчет о предполагаемых налоговых поступлениях в федеральные и региональные бюджеты представлен в приложении 6.

Вывод: налоговые поступления увеличиваются вследствие увеличения выручки от продаж электроэнергии и мощности.

8.10 Анализ чувствительности

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

В данном разделе проведен анализ чувствительности индекса доходности к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цена сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

На рисунке 8.3 представлено изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов.

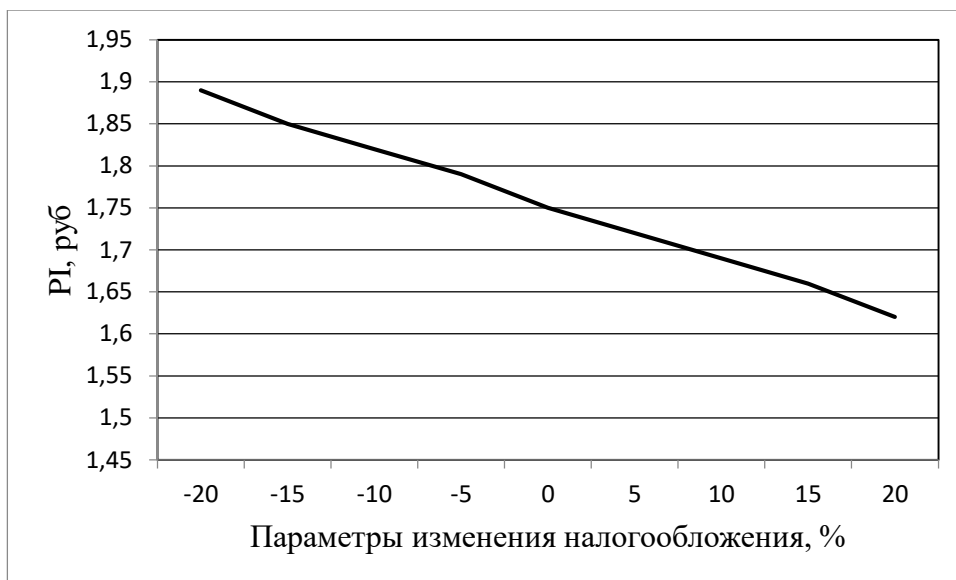


Рисунок 8.3 — Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов



Рисунок 8.4 — Сумма PI от в зависимости от изменения объема инвестиций

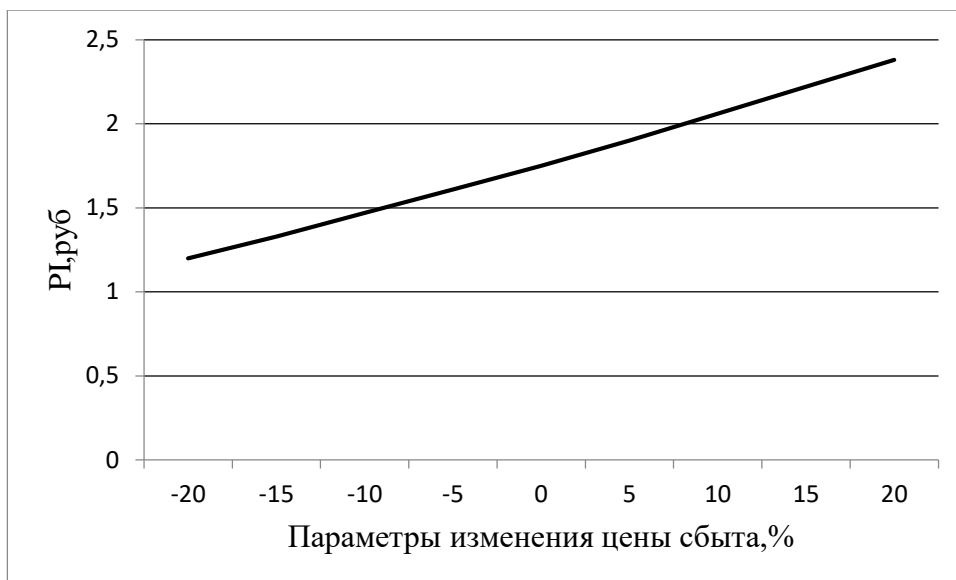


Рисунок 8.5-Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

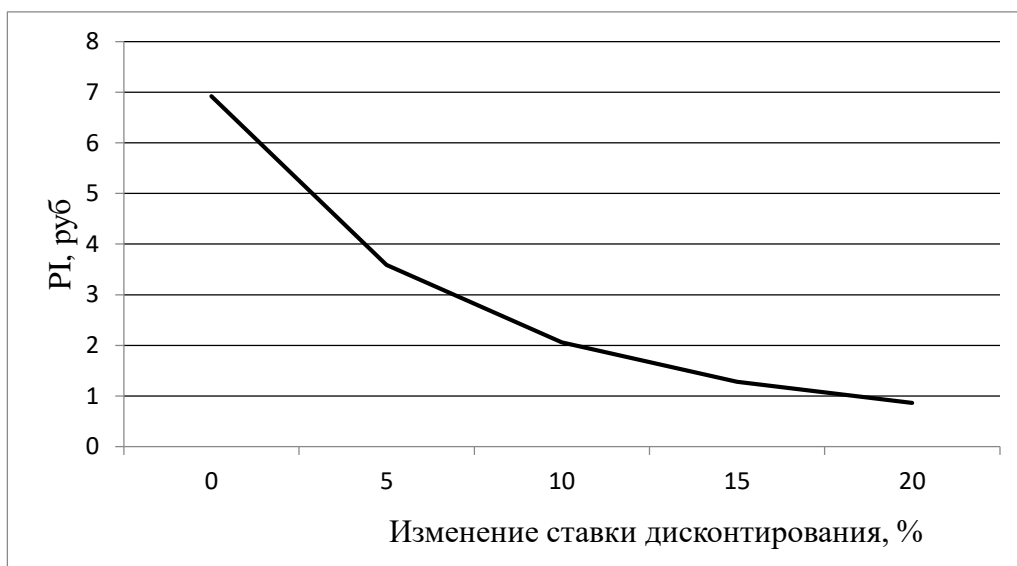


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: в результате проведенного анализа чувствительности выявлено, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования;
- Уменьшение цены электроэнергии;
- увеличение объема инвестиций продукции.

9 Тахогенераторы и другие датчики частоты вращения гидроагрегата

9.1 Общие сведения

Частота переменного электрического тока является одним из главных показателей качества электрической энергии, вырабатываемой генераторами электростанций и поставляемой Потребителям. От частоты переменного тока зависит частота вращения электродвигателей, а следовательно, и производительность вращаемых ими механизмов (станков, насосов, вентиляторов и т.д.). При понижении частоты их производительность понижается. Повышение же частоты приводит к перерасходу электроэнергии. Таким образом, всякое отклонение частоты от номинального значения наносит ущерб. Поэтому, а также по ряду других важных причин частота переменного тока нормируется.

Номинальное значение частоты переменного тока составляет 50 Гц. Допустимое отклонение от номинального значения составляет $\pm 0,21$ Гц. Допускается кратковременная работа с отклонением $\pm 0,4$ Гц.

Выработка и потребление активной мощности происходит одновременно. Поэтому в нормальном режиме мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, должна быть равна сумме мощности, потребляемой нагрузкой потребителей, и мощности, расходуемой на потери в проводах линий электропередачи и других элементах электрической сети, т.е.

$$P_{\Gamma} = P_{\text{п.н.}} + P_{\text{п.с.}}, \quad (9.1)$$

где P_{Γ} - мощность генерации электроэнергии,

$P_{\text{п.н.}}$ - мощность, потребляемая нагрузкой,

$P_{\text{п.с.}}$ - мощность, расходуемая на потери в электрической сети.

В случае совпадения фактического и прогнозируемого графиков электропотребления точное выполнение заданных электростанциям графиков нагрузки обеспечивает поддержание баланса мощности при нормальном уровне частоты в энергосистеме. Однако на самом деле частота в энергосистеме не остается постоянной. Причины этого в следующем:

1) фактический график электропотребления в силу ряда причин всегда несколько отличается от прогнозируемого;

2) график рассчитывается для конечных интервалов времени, обычно часовых, нагрузка же потребителей изменяется непрерывно. Следовательно, внутри интервалов неизбежны несовпадения;

3) нагрузка электростанций в соответствии с заданным графиком может быть изменена лишь с определенной скоростью, обусловленной технологическими особенностями современных электростанций. В периоды резких изменений электропотребления (утренние и вечерние часы) отдельные

электростанции не успевают изменять нагрузку с той же скоростью, с которой изменяется нагрузка потребителей, что служит причиной временных нарушений баланса.

4) суммарная мощность как потребителей, так и генераторов электростанций в любой момент может измениться в силу непредвиденных обстоятельств (аварийные отключения линий электропередачи, трансформаторов, генераторов).

Таким образом, в отдельные периоды отклонения частоты могут быть существенными, в особенности они возрастают в часы переменной части графика электропотребления. Для поддержания частоты с требуемой точностью необходимо постоянно устранять отклонения частоты, обусловленные отклонением потребляемой или генерируемой мощности от запланированного графика нагрузки.

Частота вырабатываемой гидроагрегатом электроэнергии напрямую зависит от частоты (скорости) вращения вала электрической машины. Поэтому очень важно поддерживать частоту вращения вала гидроагрегата на заданном уровне.

Для регулирования скорости вращения вала гидроагрегата используется система автоматического управления гидроагрегатом (САУ ГА), в том числе программно-технический комплекс (ПТК) автоматического регулирования частоты вращения и перетоков мощности (АРЧМ). Для определения текущей частоты вращения гидроагрегата ПТК АРЧМ использует датчики частоты вращения.

Рассмотрим следующие виды датчиков частоты вращения:

- Тахогенератор (регуляторный генератор);
- Индуктивный датчик частоты вращения.

9.2 Тахогенератор

Тахогенераторы – это электрические машины небольшой мощности, которые служат для превращения частоты вращения вала в сигнал электрического тока на выходе. При соединении вала тахогенератора с валом исследуемого агрегата можно получать значение числа его оборотов вращения по имеющемуся значению напряжения на выходе. Эта величина напрямую зависит от числа оборотов рабочего вала.

Виды и устройство

Тахогенераторы разделяются на виды:

- Постоянного тока;
- Переменного тока:
 - Асинхронные;
 - Синхронные.

9.2.1 Тахогенераторы постоянного тока

Такие устройства подобны генераторам постоянного тока, имеющим независимое возбуждение с помощью постоянных магнитов. Для них характерно изменение значения передаточного коэффициента. Это возникает вследствие нелинейности сопротивления прилегания щеток. Реагирование якоря образует неравномерную магнитную индукцию в промежутках генератора. Это особенно заметно при незначительной скорости.

Уменьшение нелинейности происходит путем применения омедненных металлизированных щеток. При использовании таких щеток наблюдается незначительное падение напряжения. Нелинейность вследствие реакции якоря уменьшается вследствие понижения скорости и возрастания сопротивления потребителя нагрузки.

На качество функционирования этого устройства влияют погрешности в технологии изготовления и особенности конструкции, включающие в себя:

- Импульсные перепады напряжения в коллекторе. На них влияет число пластин в устройстве коллектора.
- Зубчатое устройство якоря.
- Обратные пульсации из-за несимметрии воздушных промежутков.

При небольшом числе оборотов вала из-за вышеперечисленных погрешностей возникает искажение сигнала на выходе, снижается частота и увеличивается амплитуда. Это ограничивает нижний предел скорости тахогенератора. Для того, чтобы сделать работу более качественной и сгладить пульсации, в устройстве тахогенератора используют как можно больше количество пластин в коллекторе. А также применяются якоря со специальными пазами, имеющими особенность в устройстве, в них есть скос на 1 деление зуба. За счет этого возрастает воздушный зазор. Устройство тахогенератора постоянного тока показано на рисунке 9.1.

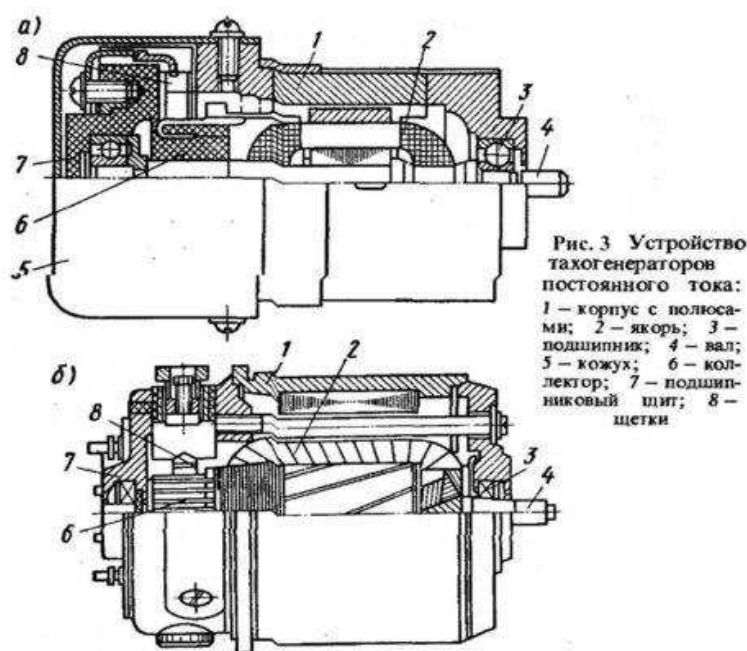


Рисунок 9.1 – Тахогенератор постоянного тока

9.2.2 Асинхронные тахогенераторы

Асинхронные тахогенераторы переменного тока похожи по устройству на асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором. Ротор здесь изготавливается в виде полого цилиндра (обычно медного или алюминиевого), а статор содержит две обмотки, расположенные под прямым углом друг к другу. Одна из обмоток статора — обмотка возбуждения, вторая — выходная. На обмотку возбуждения подается переменный ток с определенной амплитудой и частотой, а выходная обмотка присоединяется к измерительному прибору. Принципиальная схема асинхронного тахогенератора приведена на рисунке 9.2.

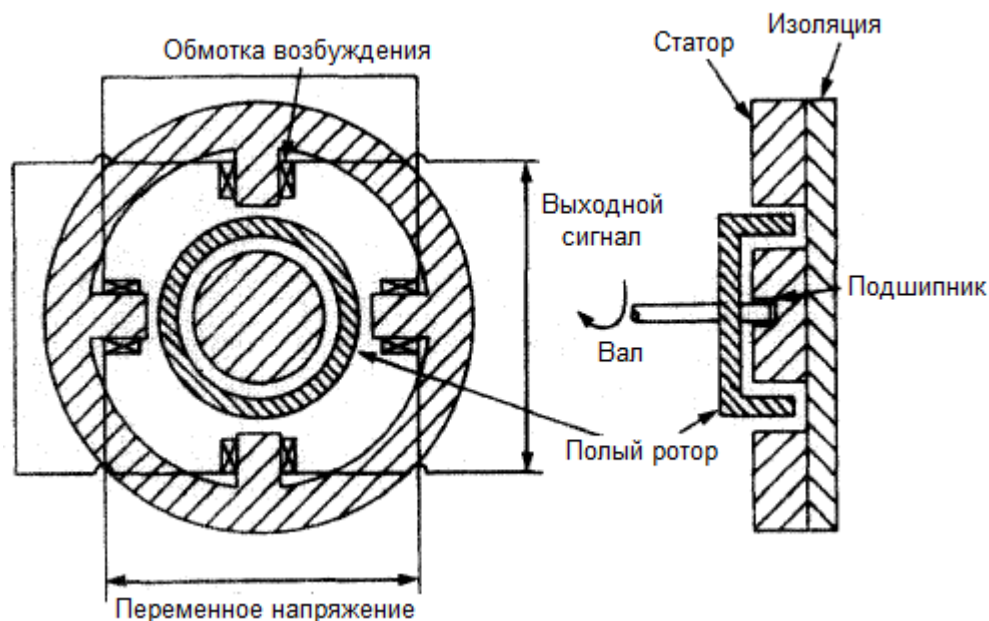


Рисунок 9.2 - Асинхронный тахогенератор

Когда короткозамкнутый ротор вращается, он периодически нарушает изначальную ортогональность магнитных потоков двух обмоток, в результате искажения картины магнитных полей, в выходной обмотке периодически наводится ЭДС. Если же ротор неподвижен, то магнитный поток обмотки возбуждения не искажается, и в выходной обмотке ЭДС не наводится. Здесь величина генерируемой ЭДС пропорциональна частоте вращения вала.

Поскольку подаваемый на обмотку возбуждения ток имеет собственную частоту, отличную от частоты вращения вала, такой тахогенератор именуется асинхронным. Кроме прочего, данная конструкция позволяет по фазе выходного сигнала судить о направлении вращения ротора, - при смене направления вращения фаза переворачивается.

Главное их достоинство, определяющее в большинстве случаев их выбор, состоит в том, что независимо от скорости привода напряжение на выходе ТГ имеет постоянную частоту.

Главным недостатком асинхронных ТГ является очень малая мощность выхода до 2–3 Вт, поэтому работать они должны с усилителями, которые вносят дополнительные погрешности и создают нелинейность сигнала.

9.2.3 Синхронные тахогенераторы

Эти устройства по внешнему виду похожи на маломощный синхронный электродвигатель с магнитным и электрическим возбуждением, имеющие маленький ротор, играющий роль магнита. Для выравнивания частоты и амплитуды, зависящей напрямую от оборотов вращения, применяются выпрямители на основе полупроводниковых приборов.

Такой вид тахогенератора работает с переменной частотой, что затрудняет его использование в простых схемах. Он имеет низкую чувствительность к возможности изменения направления крутящего момента вала электродвигателя. В устройствах тахогенераторов синхронного типа выполняют значительное число пар полюсов, поэтому они используются для приводов механизмов с малой скоростью вращения.

Причины погрешности

- Выходное напряжение имеет зависимость от величины сопротивления цепи.
- Несимметричность воздушного зазора обуславливает появление пульсаций низкой частоты.
- В магнитном потоке присутствуют пульсации от зубьев.
- Изменение температуры влияет на параметры машины.

Для нормального функционирования синхронных тахогенераторов подойдут такие же меры и условия, как для электрических устройств постоянного тока. Импульсы напряжения уравниваются путем использования устройства ротора со специальными полюсами, обеспечивающими необходимую ЭДС. Чтобы уменьшить зубцовые пульсации, применяют сглаживающий фильтр.

Из преимуществ синхронных тахогенераторов можно отметить:

- Устойчивость к вибрациям.
- Защита от пыли и влаги.
- Взрывобезопасная конструкция.
- Не требуется дополнительное питание.

9.2.4 Требования к тахогенераторам

- Зависимость напряжения выхода от скорости вращения вала электромотора должна быть равна характеристике линейного вида.
- Характеристика выхода должна быть устойчивой к воздействию внешней среды: давления, влажности, температуры.
- Когда вал тахогенератора стоит на месте, выходное напряжение должно показывать минимальную величину (остаточное напряжение).
- Импульсы напряжения на выходе не должны создавать помех, которые образуются от электромагнитных процессов при функционировании, и быть наименьшими.

- Мощность на выходе тахогенератора должна быть совместимой с нагрузкой потребителя, чтобы ее было достаточно для нормальной эксплуатации.

9.3 Индуктивный датчик частоты вращения

Магнитно-индукционный датчик состоит из катушки индуктивности, внутри которой находится сердечник из мягкой стали, соединенный с постоянным магнитом. Стальной сердечник расположен через небольшой воздушный зазор прямо над кромкой ферромагнитного зубчатого кольца (зубчатки), находящегося в магнитном поле постоянного магнита. Если прямо напротив датчика попадает зуб кольца, то он концентрирует магнитное поле и усиливает поток магнитной индукции в катушке, а если напротив датчика становится выемка зубчатки, то магнитный поток ослабевает. Такие два состояния датчика постоянно чередуются при вращении импульсной зубчатки вместе с валом, частота вращения которого, собственно говоря, и является измеряемой характеристикой. В катушке наводятся импульсы напряжения переменного тока, частота которых свидетельствует о частоте вращения вала.

Для обеспечения работы системы контроля частоты вращения ротора, на нем должен быть изготовлен (или установлен) индуктор – одна отметка или совокупность отметок в виде выступов (пазов) зубчатого колеса, отверстий, углублений и т.п., которые могут быть «считаны» датчиком и преобразованы в изменения его электрического выходного сигнала. Схема индуктора в виде зубчатого колеса приведена на рисунке 9.3.

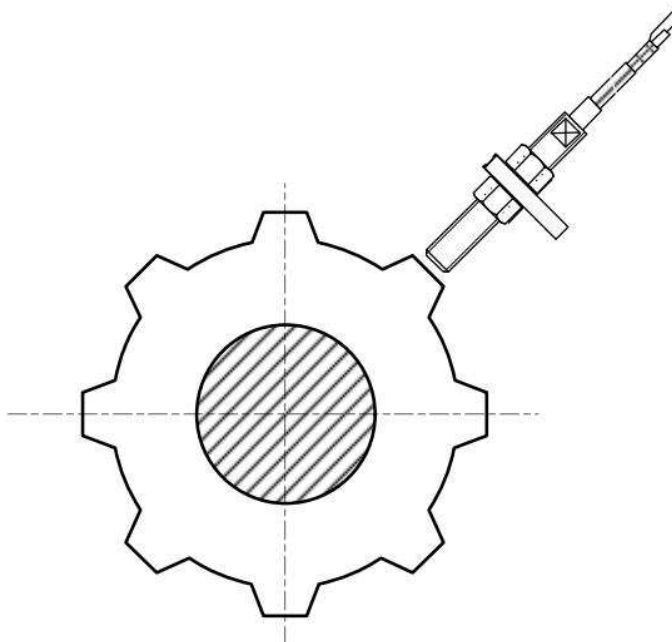


Рисунок 9.3 – Индуктор в виде зубчатого колеса

Индуктор должен изготавливаться в соответствии со следующими требованиями:

- Индуктор должен являться частью вала или должен быть жестко соединен с валом;
- Индуктор должен изготавливаться из ферромагнитного (магнитопроводящего) материала;
- Материал индуктора должен быть однородным (гомогенным) по физико-механическим свойствам по всему объему;
- На поверхности индуктора в зоне активности датчика не должно быть магнитных пятен, рисок, царапин, зазубрин, вмятин, следов сварки и сварочных швов. Шероховатость поверхности должна быть не хуже 6,3.

Для надежной работы датчиков и системы контроля частоты вращения в целом отметки на индукторе должны соответствовать следующим общим требованиям:

- быть периодическими, т.е. расстояние между отметками (ширина паза) или диаметр отверстия должны быть одинаковыми;
- иметь определенные геометрические размеры, достаточные для того, чтобы датчик мог их достоверно различить и «считать».

Габаритный чертеж приведен на рисунке 9.4.



Рисунок 9.4 – Габаритный чертеж индуктивного датчика

9.4 Выбор датчика частоты вращения проектируемой ГЭС

В результате анализа всех рассмотренных вариантов датчиков вращения для обеспечения резервирования средств измерения частоты вращения вала ГА была выбрана совместная установка индуктивного датчика частоты вращения

ISN EF2A-31NS-4-LZ-5 и синхронного регуляторного генератора переменного тока СПМ 164/10-44 УХЛ4.

Индуктивный датчик будет являться основным средством измерения частоты вращения вала гидроагрегата для ПТК АРЧМ, а тахогенератор резервным. Также вторичные цепи тахогенератора будут подключены к двум комплектам микропроцессорных защит генератора для построения защиты от асинхронного режима генератора.

Паспортные данные индуктивного датчика частоты вращения ISN EF2A-31NS-4-LZ-5 и синхронного регуляторного генератора СПМ 164/10-44 УХЛ4 представлены в приложении Е.

Структурная схема подключения тахогенератора приведена на рисунке 9.5. Общий вид тахогенератора представлен на рисунке 9.6.

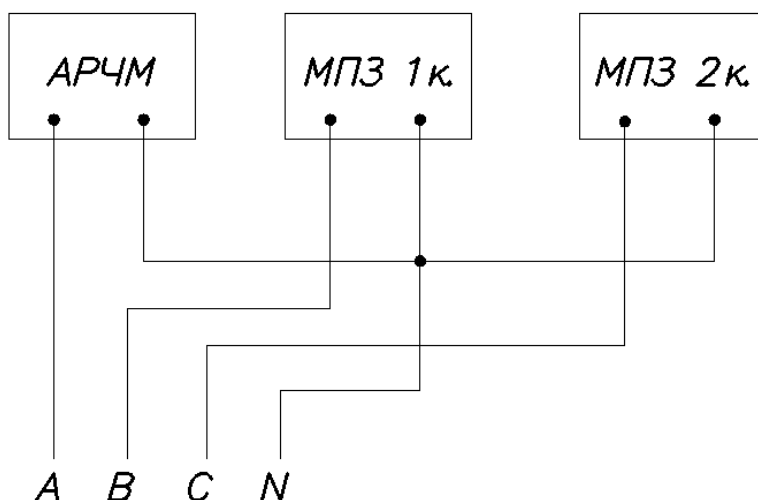


Рисунок 9.5 – Структурная схема подключения вторичных цепей синхронного регуляторного генератора СПМ 164/10-44 УХЛ4

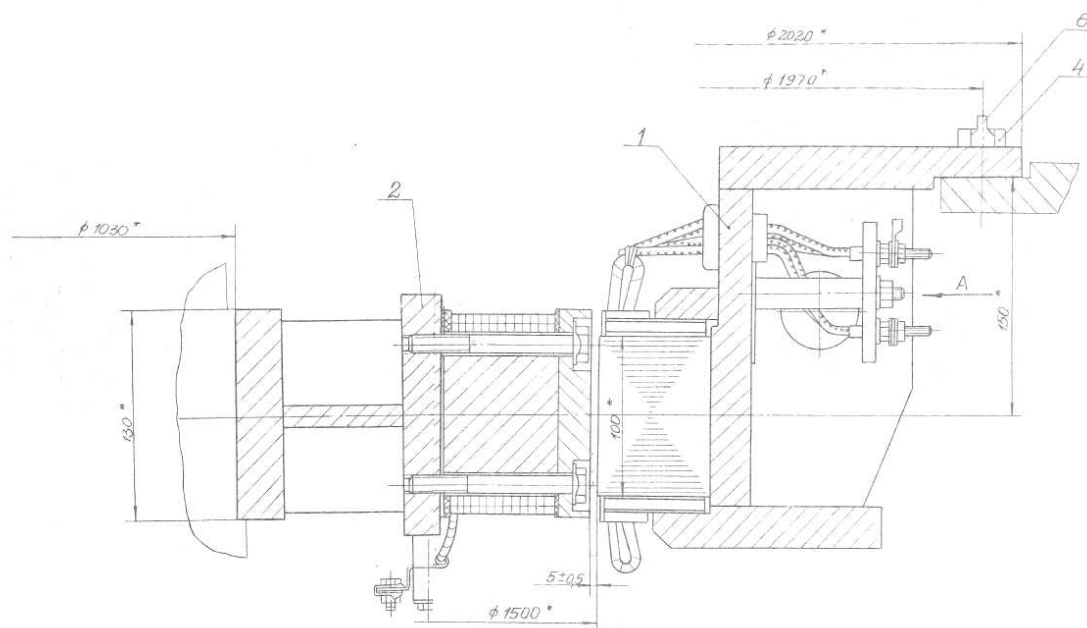


Рисунок 9.6 – Общий вид тахогенератора

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения дипломного проекта были рассчитаны и определены основные элементы проектируемого Зейского гидроузла, являющимся сооружением I класса.

На основе гидрологических данных была определена величина максимального расчетного расхода для основного и поверочного случаев:

- $Q_{0,1\%} = 6265 \text{ м}^3/\text{с};$
- $Q_{0,01\%} = 7259 \text{ м}^3/\text{с}.$

В ходе водно-энергетических расчетов были определены следующие величины: гарантированная мощность $N_{\text{гар}} = 766 \text{ МВт}$, предварительное значение установленной мощности $N_{\text{уст}} = 840 \text{ МВт}$, величина среднесуточной выработки $\mathcal{E}_{\text{ср.мн.летн.}} = 5,03 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{ч}$, также были определены зоны покрытия графика нагрузки проектируемой ГЭС, определены режимы сработки-наполнения водохранилища, спланированы периоды ремонта основного оборудования ГЭС и построен баланс мощности.

На следующем этапе был произведен подбор оптимального типа и числа гидротурбин, был подобран серийный гидрогенератор и выбрано вспомогательное оборудование. В процессе выбора оборудования была уточнена установленная мощность: $N_{\text{уст}} = 840 \text{ МВт}$.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с 4 гидротурбинами РО115-В-530, для которой по справочным данным подобран серийный гидрогенератор СВ-1130/220-44УХЛ4.

В ходе проектирования электрической части ГЭС была выбрана схема с одиночными блоками. Был выбран блочный трансформатор ТДЦ250000/220 У1, выбрана схема распределительного устройства с двумя системами шин с обходной системой шин. Так как проектируемый гидроузел не входит в район Крайнего Севера, распределительное устройство будет выполнено в виде ОРУ. Также был произведен расчет ТКЗ, на основании которого выбран генераторный выключатель FKG1F и проведена проверка на термическую и электродинамическую устойчивость разъединителей, трансформаторов тока и ячеек ОРУ.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Была принята русловая компоновка гидроузла. В состав гидротехнических сооружений входят:

- левобережная глухая бетонная плотина – 160 м;
- станционная часть плотины – 80 м;
- глубинный аварийный водосброс - 38
- бетонная водосливная плотина – 80 м;
- правобережная глухая бетонная плотина – 380 м;

Для гашения энергии потока, проходящего через водосливную плотину применено сопряжение бьефов по типу отлета струи.

Для недопущения перенапряжений, возникающих в бетоне при неравномерной осадке и температурных деформациях, плотина разрезается поперечными сквозными межсекционными швами.

Также произведен расчет прочности плотины устойчивости к сдвигу по основанию при основном сочетании нагрузок и воздействий. В результате расчета определен коэффициент надежности равный 1,37, в то время как нормативное значение для сооружений II класса составляет 1,25, таким образом обеспечен запас по коэффициенту надежности в 9,6%.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС, а также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в периоды строительства и эксплуатации станции.

В ходе экономических расчетов были получены следующие технико-экономические показатели:

- срок окупаемости – 9 лет, 6 месяц;
- себестоимость производства электроэнергии – 0,19 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 90770 руб./кВт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01 -2003 - М.: ФГУП ЦПП, 2012.
2. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
3. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 - 85) - М.: Минрегион России, 2012.
4. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82 - М.: Минрегион России, 2012.
5. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
6. 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.
7. Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М.: АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
8. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 - 84*) - М.: Минрегион России, 2012.
9. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
10. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336с.
11. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
12. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014г.
13. СТО 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования». – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
14. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения». – Введ. 31.12.2009 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 132 с.
15. СТО 24.382 «Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций.

Условия создания объекта». – Введ. 06.12.2007 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 20 с.

16. СТО 17330282.27.140.020-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания, нормы и требования». – Введ. 30.07.2008. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 24 с.

17. ГОСТ Р 56303 – 2014 «Оперативно – диспетчерское управление . Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению». – Введ. 12.12.2014. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 16 с.

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

19. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ». – Введ. 16.06.2010. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128 с.

20. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электро – энергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно – Шушенский филиал, 2010. – 180 с.

21. Куценов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.

22. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com/>.

23. Каталог оборудования производства «Электрозавод» [Электронный ресурс] // «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/production/>.

24. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

25. Чернобровов Н.В.. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. – Москва : Издательство «Энергия», 1974.

26. Каталог «Устройства релейной защиты оборудования» [Электронный ресурс] // компания «Экра». – Режим доступа: <https://ekra.ru/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1930	9	7	4	6	1823	1933	2055	1173	1510	1095	220	90	827
1931	37,5	19,8	12,5	428	2460	1541	883	1614	883	470	157	51	713
1932	13,5	12,5	6	92	1796	3072	2299	1353	2914	465	69	32	1010
1933	18,2	10,9	9,4	79	991	1197	2485	2656	1352	939	95	45	823
1934	25	19,3	15,1	30	1938	1187	3831	801	988	402	37	28	775
1935	27,6	14,1	9,9	95	1613	1270	1665	1376	828	762	168	58	657
1936	13	8,9	5,5	8	1513	1843	5142	1821	622	522	110	44	971
1937	10,4	7,8	6,3	29	937	1182	2134	1872	1095	1014	272	95	721
1938	6,3	6,3	3,9	4	1134	3638	1178	1040	803	522	32	23	699
1939	21,9	12,5	7	17	1987	2395	2031	1717	1315	215	157	45	827
1940	35,4	12	4,9	110	1358	1750	2275	2551	2497	1303	230	118	1020
1941	38,5	17,2	14,6	678	1098	2413	2600	847	727	360	90	22	742
1942	46,4	14,1	9,9	9	1067	1657	1807	3488	3188	647	126	64	1010
1943	50,5	15,6	14,8	38	856	991	2226	1511	368	314	74	43	542
1944	33,9	7,3	7,8	95	1417	1468	1876	1261	494	392	64	38	596
1945	36,5	21,9	18,8	220	964	1569	1848	3230	2812	574	263	113	973
1946	27,6	9,4	8,6	84	848	1547	1705	2084	676	161	103	18	606
1947	19,8	9,4	8,1	38	891	965	1609	1355	572	209	100	11	482
1948	7,3	5,7	5,7	28	390	1605	3385	1720	2465	485	131	69	858
1949	12,5	7,8	7,3	32	853	946	2501	1772	468	418	79	43	595
1950	16,7	8,3	7,3	28	2036	2147	2454	2449	1302	475	147	35	925
1951	24	10,4	7	38	1231	2474	4060	1564	1109	345	209	123	933
1952	26,6	17,2	14,1	636	887	886	2698	1824	1656	626	121	24	785
1953	10,9	8,9	6,5	100	724	1426	1797	2814	1560	189	22	14	723
1954	4,7	4,2	4,7	15	834	1041	1535	1772	1091	548	43	30	577
1955	18,2	9,9	6,8	16	591	1891	2957	3018	1831	834	142	48	947
1956	25	10,4	4,4	19	1308	2095	4068	3030	1732	215	126	38	1056
1957	20,8	13	10,4	272	1645	2272	2761	1979	1668	1251	105	19	1001
1958	13,5	8,3	6,8	40	804	869	3028	2395	1043	173	95	30	709
1959	29,7	9,9	7,3	43	736	1018	1207	2032	783	366	125	36	533
1960	9,9	6,3	5,2	45	756	1759	2793	914	781	439	152	74	645
1961	5,7	3,6	2,9	26	497	1481	2064	2345	937	459	58	16	658
1962	8,3	2,6	2,6	22	1780	4100	4050	1147	988	789	152	56	1091
1963	14,6	5,2	4,4	48	426	2293	4981	1147	416	298	38	22	808
1964	5,2	4,7	4,9	51	1089	1694	3449	2970	2708	730	251	46	1084
1965	7,8	7,3	6,3	22	879	1355	2698	1093	991	532	53	32	640
1966	15,6	7,8	6,8	53	824	834	1420	1464	1246	444	131	43	541
1967	19,3	13,5	10,9	472	1571	1590	1939	3278	1980	584	199	84	978
1968	16,1	10,9	9,6	157	961	1693	2424	1164	882	308	116	48	649
1969	12,5	10,9	10,2	27	944	1043	1562	1611	991	939	110	65	610
1970	8,3	5,2	3,9	58	851	1131	2082	3386	1770	522	241	56	843
1971	9,9	7,3	7,8	31	782	1349	1153	1147	1115	407	56	26	508
1972	10,9	8,9	6,8	6	1325	1511	1918	2241	1874	340	163	53	788
1973	11,5	9,4	7,6	38	662	807	1097	3803	3686	496	77	32	894
1974	14,1	7,8	6,5	184	733	1007	1071	1251	1197	426	84	17	500
1975	6,3	5,2	4,7	69	1373	1538	1699	3230	3124	782	48	21	992
1976	19,3	16,7	15,6	553	830	1126	2083	1459	1822	678	189	48	737
1977	15,6	9,9	9,1	90	1214	1277	1928	1371	1145	548	136	27	648
1978	10,9	8,3	6,8	103	730	933	1146	1609	1561	1043	178	79	617
1979	9,4	4,2	3,4	28	497	1522	2657	2604	1426	261	116	40	764
среднее	18,2	9,9	7,8	108,2	1109,1	1606,6	2326,3	1947,1	1419,8	546,3	125,2	46,6	773

Рисунок А.1 – Гидрологический ряд реки Зeya

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Предположительные нагрузки ОДУ

Время	Потребление(зима) [МВт]	Потребление(лето) [МВт]
1	4613	2648
2	4504	2499
3	4431	2422
4	4410	2401
5	4422	2395
6	4518	2452
7	4722	2613
8	4929	2823
9	5068	3056
10	5129	3184
11	5103	3186
12	5025	3146
13	4953	3107
14	4899	3086
15	4866	3066
16	4864	3071
17	4911	3052
18	5100	3043
19	5251	3030
20	5192	3075
21	5108	3159
22	5033	3279
23	4912	3155
24	4763	2923
Среднее потребление:	4864	2911
Максимальное значение	5251	3279

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Окончательные типовые нагрузки ОДУ

Час	Р _{тип} , МВт	
	Зимние сутки	Летние Сутки
1	4613	2648
2	4504	2499
3	4431	2422
4	4410	2401
5	4422	2395
6	4518	2452
7	4722	2613
8	4929	2823
9	5068	3056
10	5129	3184
11	5103	3186
12	5025	3146
13	4953	3107
14	4899	3086
15	4866	3066
16	4864	3071
17	4911	3052
18	5100	3043
19	5251	3030
20	5192	3075
21	5108	3159
22	5033	3279
23	4912	3155
24	4763	2923

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Интегральная кривая для зимних суток

Час	Р, МВт	Р, МВт (убыв)	ΔP , МВт	t, ч	$\Delta \mathcal{E}$, кВт·ч тыс.	Р, МВт	\mathcal{E} , кВт·ч млн.
1	4613	5251	59	1	0	59	0
2	4504	5192	63	2	0	122	0
3	4431	5129	21	3	0	143	0
4	4410	5108	5	4	0	148	0
5	4422	5103	3	5	0	151	0
6	4518	5100	32	6	0	183	0
7	4722	5068	35	7	0	218	1
8	4929	5033	8	8	0	226	1
9	5068	5025	72	9	1	298	1
10	5129	4953	24	10	0	322	2
11	5103	4929	17	11	0	339	2
12	5025	4912	1	12	0	340	2
13	4953	4911	12	13	0	352	2
14	4899	4899	33	14	0	385	2
15	4866	4866	2	15	0	387	3
16	4864	4864	101	16	2	488	4
17	4911	4763	41	17	1	529	5
18	5100	4722	109	18	2	638	7
19	5251	4613	95	19	2	733	9
20	5192	4518	14	20	0	747	9
21	5108	4504	73	21	2	820	10
22	5033	4431	9	22	0	829	11
23	4912	4422	12	23	0	841	11
24	4763	4410	4410	24	106	5251	117

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Интегральная кривая для летних суток

Час	P, МВт	P, МВт (убыв)	ΔP , МВт	t, ч	$\Delta \mathcal{E}$, тыс. кВт·ч	P, МВт	\mathcal{E} , млн. кВт·ч
1	2648	3279	93	1	0	93	0
2	2499	3186	2	2	0	95	0
3	2422	3184	25	3	0	120	0
4	2401	3159	4	4	0	124	0
5	2395	3155	9	5	0	133	0
6	2452	3146	39	6	0	172	0
7	2613	3107	21	7	0	193	1
8	2823	3086	11	8	0	204	1
9	3056	3075	4	9	0	208	1
10	3184	3071	5	10	0	213	1
11	3186	3066	10	11	0	223	1
12	3146	3056	4	12	0	227	1
13	3107	3052	9	13	0	236	1
14	3086	3043	13	14	0	249	1
15	3066	3030	107	15	2	356	3
16	3071	2923	100	16	2	456	4
17	3052	2823	175	17	3	631	7
18	3043	2648	35	18	1	666	8
19	3030	2613	114	19	2	780	10
20	3075	2499	47	20	1	827	11
21	3159	2452	30	21	1	857	12
22	3279	2422	21	22	0	878	12
23	3155	2401	6	23	0	884	12
24	2923	2395	2395	24	57	3279	70

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Параметры коэффициентов теоретической кривой обеспеченности

№ строки	Годы	Qср. год	P Обеспеченность %
1	1962	1091	2
2	1964	1084	4
3	1956	1056	6
4	1940	1020	8
5	1932	1010	10
6	1942	1010	12
7	1957	1001	14
8	1975	992	16
9	1967	978	18
10	1945	973	20
11	1936	971	22
12	1955	947	24
13	1951	933	25
14	1950	925	27
15	1973	894	29
16	1948	858	31
17	1970	843	33
18	1930	827	35
19	1939	827	37
20	1933	823	39
21	1963	808	41
22	1972	788	43
23	1952	785	45
24	1934	775	47
25	1979	764	49
26	1941	742	51
27	1976	737	53
28	1953	723	55
29	1937	721	57
30	1931	713	59
31	1958	709	61
32	1938	699	63
33	1961	658	65
34	1935	657	67
35	1968	649	69

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

№ строки	Годы	Q _{ср. год}	P Обеспеченность %
36	1977	648	71
37	1960	645	73
38	1965	640	75
39	1978	617	76
40	1969	610	78
41	1946	606	80
42	1944	596	82
43	1949	595	84
44	1954	577	86
45	1943	542	88
46	1966	541	90
47	1959	533	92
48	1971	508	94
49	1974	500	96
50	1947	482	98

Таблица Б.2 – Параметры теоретических кривых обеспеченности

<i>m</i>	Q _{ср.-год.,} м ³ /с	Год	Q _{ср.-пол.,} м ³ /с	Год	Q _{ср.-меж.,} м ³ /с	Год	P, %
1	1091	1962	2447,0	1956	259	1940	2
2	1084	1964	2413,0	1962	242	1957	4
3	1056	1956	2382,0	1964	217	1976	6
4	1020	1940	2287,0	1932	209	1952	8
5	1010	1932	2241,0	1942	205	1937	10
6	1010	1942	2193,0	1975	204	1930	12
7	1001	1957	2188,0	1936	204	1978	14
8	992	1975	2088,0	1951	198	1967	16
9	978	1967	2086,0	1940	178	1945	18
10	973	1945	2085,0	1945	174	1941	20
11	971	1936	2078,0	1950	171	1933	22
12	947	1955	2072,0	1967	168	1931	24
13	933	1951	2065,0	1957	168	1969	25
14	925	1950	2058,0	1955	162	1935	27
15	894	1973	2011,0	1973	156	1964	29
16	858	1948	1913,0	1948	154	1955	31
17	843	1970	1889,0	1939	148	1962	33
18	827	1930	1853,0	1963	134	1975	35
19	827	1939	1844,0	1970	131	1942	37

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

<i>m</i>	$Q_{\text{ср.-год.}}$ м ³ /с	Год	$Q_{\text{ср.-пол.}}$ м ³ /с	Год	$Q_{\text{ср.-меж.}}$ м ³ /с	Год	P, %
20	823	1933	1774,0	1972	128	1970	39
21	808	1963	1749,0	1934	119	1977	41
22	788	1972	1742,0	1979	108	1951	43
23	785	1952	1736,0	1933	106	1974	45
24	775	1934	1699,0	1930	105	1948	47
25	764	1979	1664,0	1953	105	1960	49
26	742	1941	1628,0	1958	103	1950	51
27	737	1976	1590,0	1952	102	1936	53
28	723	1953	1559,0	1938	100	1966	55
29	721	1937	1537,0	1941	99	1932	57
30	713	1931	1476,0	1931	96	1973	59
31	709	1958	1465,0	1961	95	1968	61
32	699	1938	1464,0	1976	94	1965	63
33	658	1961	1444,0	1937	93	1954	65
34	657	1935	1425,0	1968	91	1944	67
35	649	1968	1403,0	1965	88	1959	69
36	648	1977	1401,0	1960	86	1949	71
37	645	1960	1387,0	1977	85	1938	73
38	640	1965	1372,0	1946	84	1972	75
39	617	1978	1350,0	1935	82	1961	76
40	610	1969	1308,0	1949	80	1934	78
41	606	1946	1303,0	1944	79	1943	80
42	596	1944	1255,0	1954	78	1971	82
43	595	1949	1230,0	1969	68	1939	84
44	577	1954	1196,0	1978	66	1979	86
45	542	1943	1190,0	1943	63	1956	88
46	541	1966	1158,0	1966	62	1963	90
47	533	1959	1155,0	1959	59	1946	92
48	508	1971	1109,0	1971	57	1947	94
49	500	1974	1078,0	1947	52	1958	96
50	482	1947	1052,0	1974	50	1953	98

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Расчет режимов работы по водотоку и по требованиям ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\%}$, м ³ /с	15,6	7,8	6,8	53	824	834	1420	1464	1246	444	131	43
$\sum Q_{пот}$, м ³ /с	1	1	1	-3	1	9	15	16	13	5	6	3
$Q_{быт}$, м ³ /с	14,6	6,8	5,8	48	809	825	1405	1448	1233	439	125	40
$Q_{ВХК}$, м ³ /с	200	200	200	400	400	400	400	400	400	200	200	200
Режим работы по водотоку												
$Z_{вб}$, м	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
$Z_{нб}$, м	217	217	217	217	219	220	221	221	221	219	218	217
H , м	98	98	98	98	96	95	94	94	94	96	97	98
$N_{быт}$, МВт	14	7	6	46	758	773	1294	1332	1141	414	119	38
Режим работы по ВХК												
$Z_{вб}$, м	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
$Z_{нб}$, м	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218
H , м	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
$N_{ВХК}$, МВт	138	138	138	274	274	274	274	274	274	138	138	138

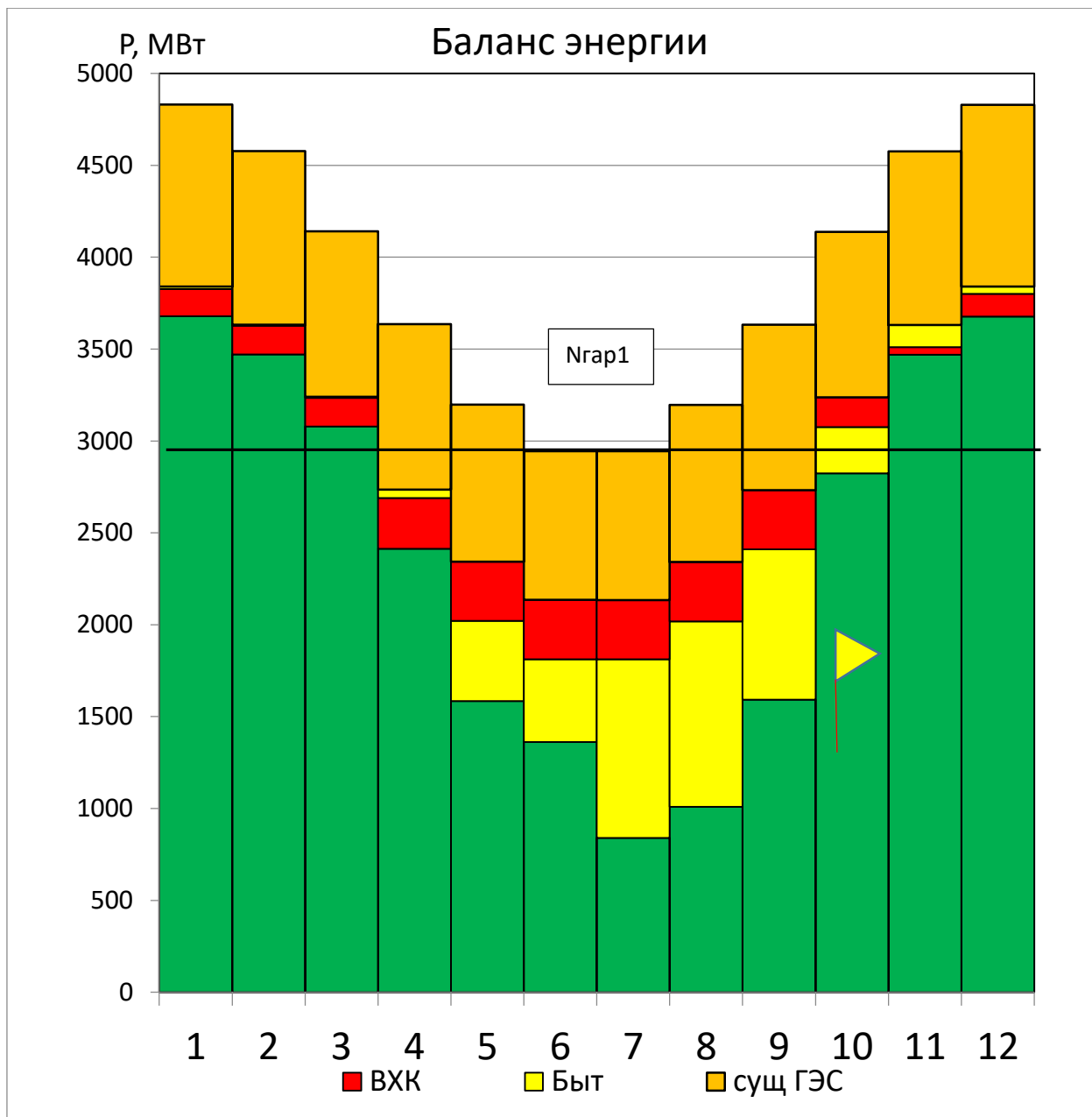


Рисунок Б.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Мес.	Расход, м³/с									Объем водохранилища			Отметка ВБ, м			Знб	Н	Нгэс	Нгар
	Qбыт	Qпот	Qф	Qпол	Qвод-ща	Qгэс	Qх. сброс	Qн.б.	Qвхк	Vн	dV	Vк	Zн	Zк	Zср				
11	131	6	0	125	595	720	0	720	200	40,08	1,54	38,54	313,00	311,95	312,48	219,97	92,50	586	586
12	43	3	0	40	925	965	0	965	200	38,54	2,40	36,14	311,95	310,13	311,04	220,79	90,26	766	766
1	15,6	1	0	14,6	972	986,6	0	986,6	200	36,14	2,52	33,62	310,13	307,91	309,02	220,85	88,17	766	766
2	7,8	1	0	6,8	760	766,8	0	766,8	200	33,62	1,97	31,65	307,91	305,94	306,93	220,14	86,79	586	586
3	6,8	1	0	5,8	289	294,8	0	294,8	200	31,65	0,75	30,90	305,94	305,12	305,53	218,32	87,21	226	226
4	53	5	0	48	352	400	0	400	400	30,90	0,91	29,99	305,12	304,08	304,60	218,26	86,34	304	по ВХК
5	824	15	1	809	-410	399	0	400	400	29,99	-1,06	31,05	304,08	305,29	304,68	218,26	86,42	303	по ВХК
6	834	9	1	825	-426	399	0	400	400	31,05	-1,10	32,16	305,29	306,47	305,88	218,26	87,61	308	по ВХК
7	1420	15	1	1405	-1006	399	0	400	400	32,16	-2,61	34,76	306,47	308,96	307,71	218,26	89,45	314	по ВХК
8	1464	16	1	1448	-1049	399	0	400	400	34,76	-2,72	37,48	308,96	311,18	310,07	218,26	91,81	322	по ВХК
9	1246	13	1	1233	-834	399	0	400	400	37,48	-2,16	39,64	311,18	312,71	311,95	218,26	93,68	329	по ВХК
10	444	5	1	439	-168	271	0	272	200	39,64	-0,44	40,08	312,71	313,00	312,86	218,22	94,63	226	226

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Рабочие мощности ГЭС

Месяц	N _{ГЭС} , МВт	Q _{сан} , м ³ /с	H, м	Выработка, млн кВт·ч			Мощность, МВт	
				Эсут	Эбаз	Эпик	Nпик	Nраб
1	820	150	90,50	18,4	5,9	12,5	300	520
2	675	150	90,26	14,1	5,2	8,9	275	400
3	454	150	88,17	5,4	1,9	3,5	284	170
4	350	150	86,79	7,3	3,1	4,2	160	190
5	350	150	87,21	7,3	4,1	3,2	210	140
6	315	150	86,34	7,4	3,5	3,9	165	150
7	315	150	86,42	7,5	3,5	3,9	165	150
8	360	150	87,61	7,8	4,1	3,7	210	150
9	360	150	89,45	7,9	3,1	4,8	160	190
10	454	150	91,81	5,4	1,9	3,5	284	170
11	675	150	93,68	14,1	5,2	8,9	275	400
12	820	150	94,63	18,4	5,9	12,5	300	520

Таблица Б.6 – Расчет ремонтной способности энергосистемы в период летнего провала нагрузки

Месяц	P _{max} , МВт	P _{рез} , МВт
1	5217	0
2	4962	255
3	4521	696
4	4008	1209
5	3568	1649
6	3312	1905
7	3312	1905
8	3569	1648
9	4008	1209
10	4521	696
11	4962	255
12	5217	0
F _{год} , МВт·мес/год		11431

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – ВЭР по условиям средневодного года

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{50\%},$ M^3/c	23	10	50	400	1469	1920	2345	1202	779	492	153	63
$Q_{исп},$ M^3/c	0	0	1	1	8	8	14	15	12	4	1	0
$Q_{лед}, M^3/c$	1	1	0	-4	-6	0	0	0	0	0	5	3
$Q_{ф}, M^3/c$	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
$\Sigma Q_n, M^3/c$	1	1	1	-3	1	9	15	16	13	5	6	3
$Q_{быт},$ M^3/c	21,7	9,1	49	395	1454	1911	2330	1186	766	487	147	60
$Q_{вхк}, M^3/c$	200	200	200	400	400	400	400	400	400	200	200	200

Окончание приложения Б

Таблица Б.8 – Сработка-наполнение водохранилища в среднем году

Мес.	Расход, м³/с								Объем водохранилища			Отметка ВБ, м			H	Nгэс	Nгпр	Эср.	
	Qбыт	Qпот	Qф.	Qпол.	Qвод-ща	Qгэс	Qн.б.	Qвхк	Vн	dV	Vк	Zн	Zк	Zср					Zнб
11	153	6	0	147	573	720	0	720	200	40,08	1,49	38,59	313,00	311,99	312,50	92,52	219,97	586	0,42
12	63	3	0	60	904	964	0	964	200	38,59	2,34	36,25	311,99	310,22	311,11	90,32	220,78	766	0,55
1	23	1	0	22	964	986	0	986	200	36,25	2,50	33,75	310,22	308,04	309,13	88,28	220,85	766	0,55
2	10	1	0	9	757	766	0	766	200	33,75	1,96	31,79	308,04	306,08	307,06	86,93	220,13	586	0,42
3	50	1	0	49	245	294	0	294	200	31,79	0,64	31,16	306,08	305,40	305,74	87,42	218,32	226	0,16
4	400	5	0	395	452	847	0	847	400	31,16	1,17	29,98	305,40	304,08	304,74	85,13	219,61	635	0,46
5	1469	15	1	1454	-1055	399	0	400	400	29,98	-2,73	32,72	304,08	307,04	305,56	87,29	218,26	307	0,22
6	1920	9	1	1911	-1200	711	0	712	400	32,72	-3,11	35,83	307,04	309,88	308,46	89,24	219,21	558	0,40
7	2345	15	1	2330	-1390	940	0	941	400	35,83	-3,60	39,43	309,88	312,57	311,22	91,35	219,87	756	0,54
8	1202	16	1	1186	-250	936	0	937	400	39,43	0,65	40,08	312,57	313,00	312,78	92,92	219,86	765	0,55
9	779	13	1	766	0	766	0	767	400	40,08	0,00	40,08	313,00	313,00	313,00	93,63	219,37	631	0,45
10	492	5	1	487	0	487	0	488	200	40,08	0,00	40,08	313,00	313,00	313,00	93,89	219,11	402	0,29
Эср.млн.летн, млрд кВт ч																			5,03

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Стандартный ряд диаметров РК

D ₁ , м						
10,60	10,00	9,50	9,00	8,50	8,00	7,50
7,10	6,70	6,30	6,00	5,60	5,30	5,00
4,75	4,50	4,25	4,00	3,75	3,55	3,35
3,15	3,00	2,80	2,65	2,50	2,36	2,24
2,12	2,00	1,90	1,80	1,60	1,40	1,25

Таблица В.2 – Значения кинематического коэффициента вязкости

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

Продолжение приложения В

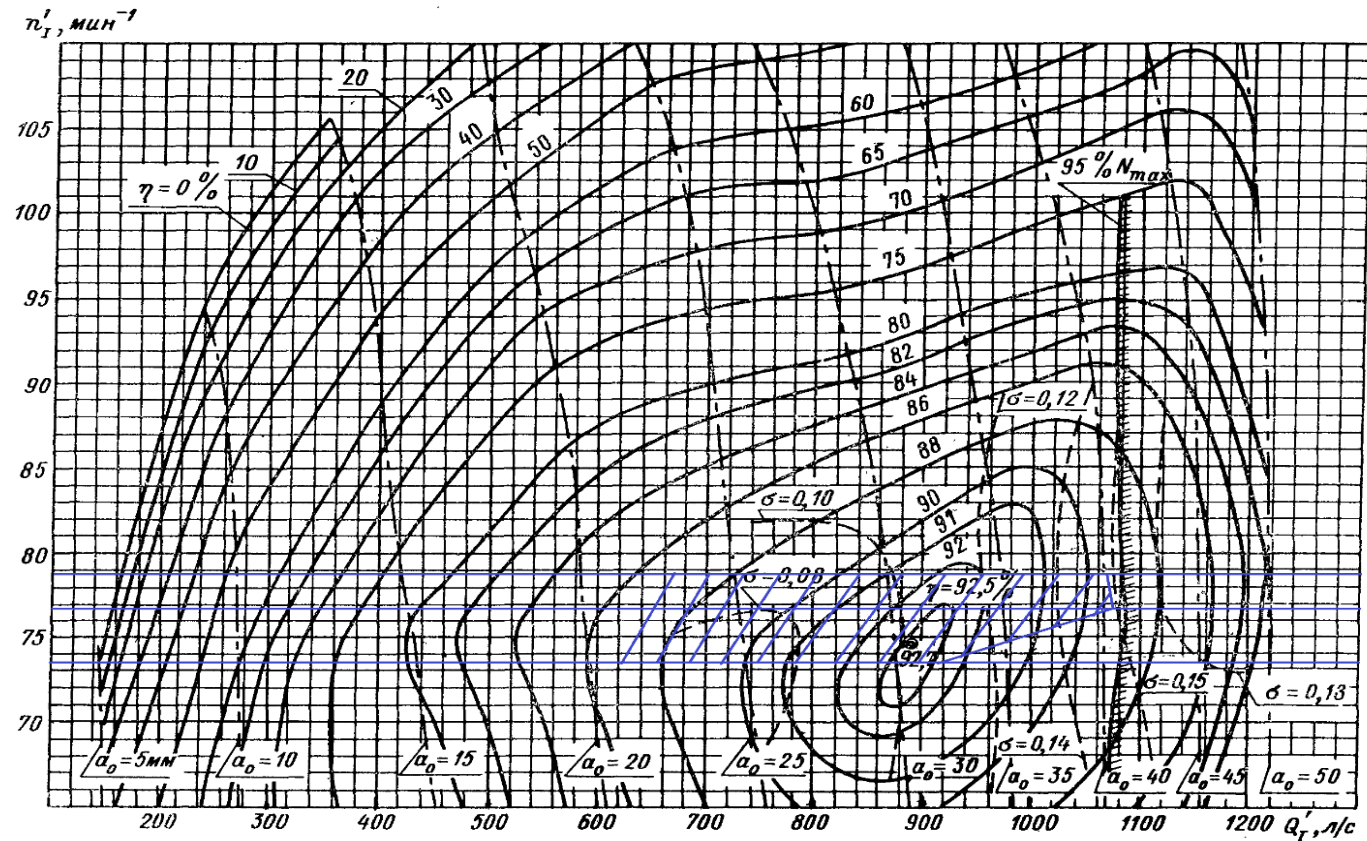


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика гидротурбины PO115-B-530

Продолжение приложения В

Таблица В.3 – Гидромеханический расчет круглых сечений

Угол φ	-	-	-	-	-	x	x ²	p ²	p	a	R
.	φ/360	w/c	2*R ⁴ (3)	(4) (H1/2) ²	(5) ^{^(1/2)}	(6) ⁺⁽³⁾	(7) ^{^2}	(8) ^{+(H1/2)²}	(9) ^{^(1/2)}	R ⁴ +(7)	(10) ⁺⁽¹¹⁾
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
351	0,98	0,67	5,90	4,55	2,13	2,80	7,83	9,19	3,03	7,22	10,25
345	0,96	0,66	5,80	4,45	2,11	2,76	7,64	8,99	3,00	7,19	10,19
330	0,92	0,63	5,55	4,19	2,05	2,67	7,15	8,51	2,92	7,10	10,02
315	0,88	0,60	5,29	3,94	1,99	2,58	6,67	8,03	2,83	7,01	9,84
300	0,83	0,57	5,04	3,69	1,92	2,49	6,20	7,56	2,75	6,92	9,66
285	0,79	0,54	4,79	3,44	1,85	2,40	5,74	7,09	2,66	6,82	9,48
270	0,75	0,51	4,54	3,18	1,78	2,30	5,28	6,63	2,58	6,72	9,30
255	0,71	0,48	4,29	2,93	1,71	2,20	4,83	6,18	2,49	6,62	9,11
240	0,67	0,46	4,03	2,68	1,64	2,09	4,38	5,73	2,39	6,52	8,91
225	0,63	0,43	3,78	2,43	1,56	1,99	3,94	5,30	2,30	6,41	8,71
210	0,58	0,40	3,53	2,18	1,48	1,87	3,51	4,87	2,21	6,30	8,50
195	0,54	0,37	3,28	1,92	1,39	1,76	3,09	4,44	2,11	6,18	8,29
180	0,50	0,34	3,03	1,67	1,29	1,63	2,67	4,03	2,01	6,06	8,07
165	0,46	0,31	2,77	1,42	1,19	1,51	2,27	3,62	1,90	5,93	7,83
150	0,42	0,28	2,52	1,17	1,08	1,37	1,86	3,22	1,79	5,79	7,58
135	0,38	0,26	2,27	0,92	0,96	1,21	1,47	2,83	1,68	5,64	7,32
120	0,33	0,23	2,02	0,66	0,81	1,04	1,09	2,44	1,56	5,47	7,03
105	0,29	0,20	1,76	0,41	0,64	0,84	0,71	2,06	1,44	5,27	6,70
90	0,25	0,17	1,51	0,16	0,40	0,57	0,32	1,68	1,30	5,00	6,29

Окончание приложения В

Таблица В.4 – Гидромеханический расчет эллиптических сечений

ϕ	p_1	$R(m)$	p_2
75	2,264	6,05	1,138672
60		5,70	0,986046
45		5,32	0,833421
30		4,85	0,680796
15		4,3	0,528171
0		3,65	0,345021

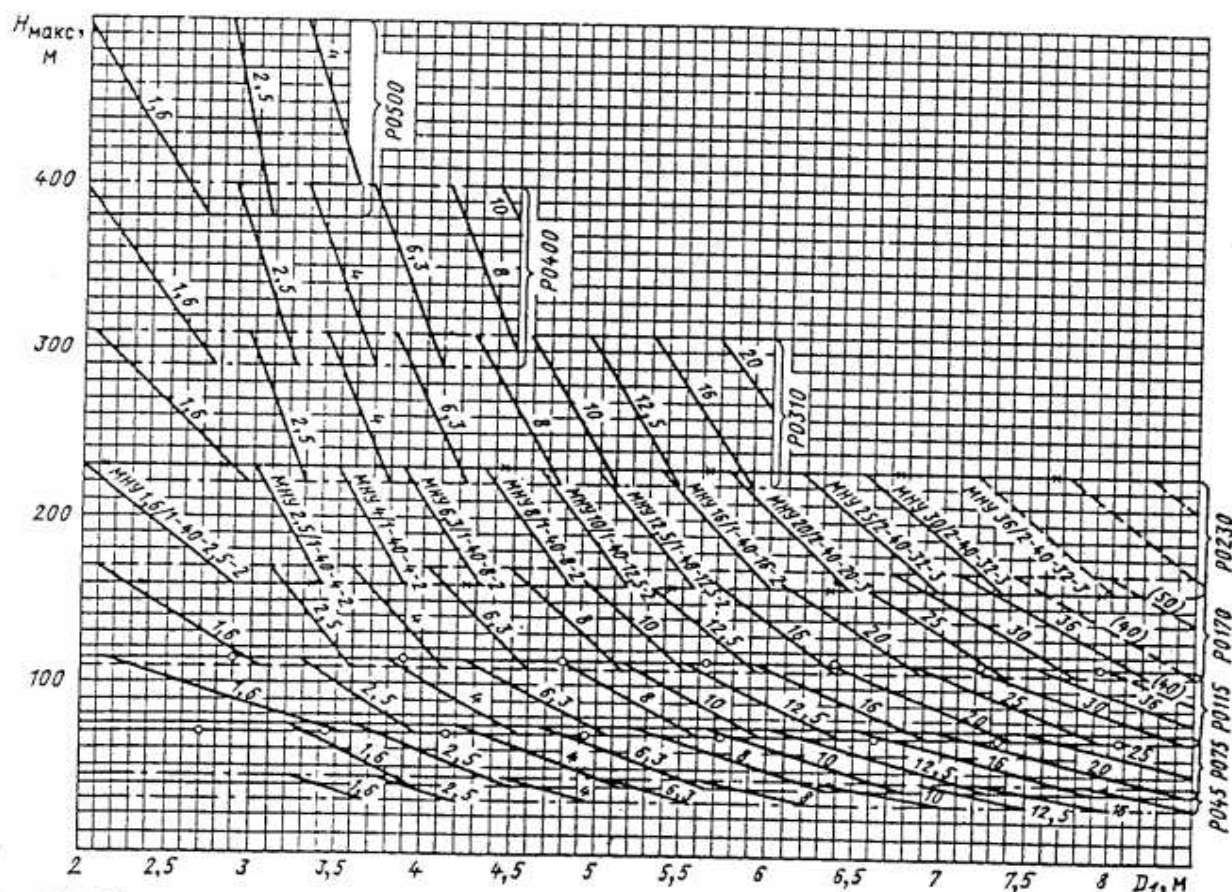


Рис. 10.8. Номограмма для предварительного выбора маслопарных установок радиально-осевых турбин

Рисунок В.2 – Номограмма выбора МНУ РО-турбин

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Матрица отключений

Защиты		Действие								
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+					
Диф. Защита поперечная	$I\Delta >$	+	+	+	+					
ЗЗГ	U_0	t_1							+	
		t_2						+		
		t_3	+	+	+					
	U_{03}	t	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+						
		2 ступень t_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС I	t_1				+			
			t_2					+		
		t_3	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	t_1				+			
			t_2					+		
		t_3	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1					+		
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1				+			
			t_2					+		
			t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО							+	
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки срабатывания защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,2 \cdot I_H$	0,93 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,67 \cdot I_H$	3,10 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,96 А	
Диф. Защита поперечная	$I\Delta >$	Ток срабатывания, $I_{ср}$	$0,2 \cdot I_H$	0,93 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	10 В
		t_2	U_{02G}	-	15 В
		t_3	U_{0G}	-	20 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,7 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$1,4 \cdot I_H$	6,49 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,96 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,10 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	5,66 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,09	1,20 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,3	3,80 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,10 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,13 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,26 А

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

Таблица Д.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96-ФЗ от 4 Мая 1999 года.	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
Раздел II. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
		Строительство
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп	Федеральный закон «Об отходах производства и потребления». №89-ФЗ от 24 июня 1998 года.	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Параметры датчиков частоты вращения

Формат, мм	M12x1x77
Способ установки в металл	Невстраиваемый
Номинальный зазор	4 мм
Рабочий зазор	0...3,2 мм
Напряжение питания, Uраб.	10...30 В DC
Рабочий ток, Iраб.	≤250 мА
Падение напряжения при Iраб.	≤2,5В
Частота переключения, Fмах	600 Гц
Диапазон рабочих температур	-25°C...+75°C
Комплексная защита	Есть
Световая индикация	Есть
Материал корпуса	D16T
Присоединение	Кабель 3x0,34мм ² ; L=5м
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP67
Коэффициент пульсаций питающего напряжения	≤15%

4. Дополнительная информация.

Момент затяжки гаек, не более	5 Нм
-------------------------------	------

5. Содержание драгметаллов, мг.

Золото	0,35664
Серебро	3,63247
Палладий	-

Рисунок Е.1- Паспортные данные индуктивного датчика частоты вращения
ISN EF2A-31NS-4-LZ-5

Данные регуляторного генератора СПМ 164/10-44 УХЛ4:

СПМ - синхронный с постоянными магнитами;

164 - наружный диаметр сердечника статора, см;

10 - длина сердечника статора, см;

44 - количество полюсов;


УХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

М.В. Коземков
подпись инициалы, фамилия
«13» июня 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗЕЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЗЕЯ.
ТАХОГЕНЕРАТОРЫ И ДРУГИЕ ДАТЧИКИ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ
ГИДРОАГРЕГАТА**

инженер по РЗА Службы релейной защиты,
автоматики и метрологии филиала ПАО «РусГидро» –
«Саяно-Шушенская ГЭС

Руководитель  12.06.19
подпись, дата

имени П.С. Непорожного»
должность

В.В. Кислер
инициалы, фамилия

Выпускник  12.06.19
подпись, дата

М.Ю. Попадьян
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Зейской ГЭС на реке Зей. Тахогенераторы и другие датчики частоты вращения гидроагрегата».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайд 10.06.19 Е.Ю. Замеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. Масленников 06.06.19 А.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тур 09.06.19 Л.В. Мосоловская
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

В.В. 13.06.19 Н.В. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Тур 11.06.19 Т.А. Лобинко
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.В. 13.06.19 В.В. Татаринцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.В. 13.06.19 В.В. Семенов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. 11.06.19 В.В. Манасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультант

М.В. 11.06.19 М.В. Кочетков

Нормоконтролер

А.А. 14.06.19 А.А. Семенов
подпись, дата инициалы, фамилия