

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

Проектирование Новосибирской ГЭС на реке Обь.
тема

Повышение эффективности работы ГЭС в условиях рынка электроэнергии и
МОЩНОСТИ

Руководитель _____
подпись, дата

должность, ученая степень

И.Ю.Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Н.Н.Цветков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по «Проектирование Новосибирской
ГЭС на реке Обь. Повышение эффективности работы ГЭС в условиях рынка
электроэнергии и мощности»

Консультанты по разделам:

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ Новосибирской ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общая часть.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климатические данные.....	10
1.1.2 Гидрологические данные.....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
2 Водно-энергетические расчеты	12
2.1 Определение среднегодового и маловодного года, построение гидрографа реки Обь	12
2.2 Выбор расчетных маловодного и среднегодового года	13
2.3 Построение суточного графика и интегральной кривой нагрузки.....	14
2.4 Построение годовых графиков нагрузки	17
2.5 Кривые связи в ВБ и НБ	17
2.6 Водно-энергетический расчет	19
2.7 Баланс энергии	20
2.8 Нахождение рабочей мощности, баланс мощности.	23
2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в среднегодовом году... ..	24
3 Основное и вспомогательное оборудование	26
3.1 Выбор гидротурбины	26
3.2 Выбор системы и типа гидротурбины	27
3.3 Определение номинального диаметра рабочего колеса	27
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса	29
3.5 Расчёт и построение бетонной спиральной камеры.....	32
3.6 Расчет вала на прочность.....	36
3.7 Расчёт подшипника	37
3.8 Выбор гидрогенератора	38
3.9 Выбор типа маслонапорной установки.....	39
3.10 Выбор электрогидравлического оборудования	39
4 Электрическая часть	40
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	40
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	41
4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	43
4.4 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме	46
4.5 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима.....	49
4.6 Выбор и проверка коммутационных аппаратов 220 кВ.....	50

4.7	Выбор трансформаторов тока и напряжения	52
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора.....	53
5.1	Расчет номинальных токов.....	53
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))...	58
5.2.3	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	61
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2).....	61
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок(I_1)	65
5.2.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$, $Z_2 <$	67
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	71
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	73
6.2	Определение отметки гребня плотины	73
6.3	Определение ширины водосливного фронта	75
6.4	Расчет аварийного водосброса	78
6.5	Построение профиля водосливной грани	79
6.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	81
6.7	Расчет водобойного колодца	81
6.8	Рисберма	83
6.9	Конструирование плотины	84
6.9.1	Определение ширины подошвы плотины.....	84
6.9.2	Разрезка бетонной водосливной плотины швами	84
6.9.3	Быки	85
6.9.4	Устои.....	85
6.9.5	Галереи в теле бетонной плотины	85
6.9.6	Конструирование элементов подземного контура плотины.....	85
6.9.6.1	Дренажные устройства	85
6.10	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	86
6.10.1	Определение основных нагрузок на плотину	86
6.10.2	Вес сооружения и затворов	86
6.10.3	Сила гидростатического давления воды.....	87
6.10.4	Равнодействующая взвешивающего давления	88
6.10.5	Сила фильтрационного давления	88
6.10.6	Давление грунта	88
6.10.7	Волновое давление.....	89
6.10.8	Оценка прочности плотины	90
6.10.9	Критерии прочности плотины и ее основания	92
6.10.10	Обоснование устойчивости плотины	93
7	Охрана труда. Мероприятия по противопожарной безопасности. Мероприятия по охране окружающей среды	95

7.1 Общие сведения о районе строительства.....	95
7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	96
7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	97
7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	99
7.5 Основные мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации ГЭС.....	99
7.6 Охрана труда Новосибирской ГЭС	100
7.7 Пожарная безопасность	103
7.7.1 Общие требования к пожарной безопасности	103
7.7.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС	104
7.7.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках.....	105
8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	107
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	107
8.2 Текущие расходы по гидроузлу	108
8.3 Оценка инвестиционного проекта.....	113
8.3.1 Методология, исходные данные.....	113
8.3.2 Коммерческая эффективность.....	114
8.3 Бюджетная эффективность.....	114
8.4 Анализ чувствительности.....	115
9 Повышения эффективности работы ГЭС в условиях рынка электроэнергии и мощности.....	117
9.1 Составление графиков ремонта оборудования	117
9.1.1 Порядок формирования годовых графиков ремонтов.	117
9.1.2 Порядок формирования месячных графиков ремонтов энергетического оборудования	120
9.2 Порядок определения готовности генерирующего оборудования.....	122
9.3 Меры оперативного воздействия	123
9.4 Ремонт при аварийном отключении генератора.	124
9.5 Неплановый ремонт (продление ремонта не включено в	125
месячное планирование).....	125
9.6 Длительность ремонта генератора в течение года.	126
9.7 Длительность ремонтов в течение 3-х лет.	126
9.8 Основные факторы, влияющие на цену э/э на оптовом рынке.....	126
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	128
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	129
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	130
ПРИЛОЖЕНИЕ А Гидрологические данные реки Обь.....	131

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты.....	133
ПРИЛОЖЕНИЕ В Мощности	136
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Основное и вспомогательное оборудование	141

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ Новосибирской ГЭС

Наименование ГЭС: Новосибирская ГЭС на реке Обь.

Местонахождение ГЭС: Новосибирская Область, Новосибирск.

Тип проектируемой ГЭС: плотинная ГЭС.

Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 10136 м³/с;

б) всех турбин 1584 м³/с;

в) минимальный 1140 м³/с.

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока годовой;

б) отметки: НПУ 113,5 м; УМО 107,3 м;

Напоры ГЭС:

а) максимальный 19 м;

б) расчетный 14 м;

в) минимальный 10 м.

Энергетические характеристики:

а) мощность: установленная 430 МВт;

б) гарантированная 390 МВт;

в) среднемноголетняя выработка энергии 2,2 млрд кВт·ч;

Водосбросное сооружение:

а) тип поверхностный водослив;

б) число и размер пролетов 7 пролетов 7×24 м;

в) общая длина м, максимальная высота 60 м..

Основное оборудование:

а) тип турбин ПЛ20-В, диаметром 8,5 м;

- б) тип генераторов СВ СВ-1343/140-96
- в) частота вращения 62,5 об/мин;
- г) тип трансформаторов ТДЦ-80000/220-У1.

Технико-экономические показатели:

- а) себестоимость энергии 0,31 руб./кВт·ч;

показатели эффективности:

- б) ставка дисконтирования 11,6%;
- в) период окупаемости 8,5 года;
- г) внутренняя норма рентабельности 1,29%.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции играют важную 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 короткого времени существенно увеличить или уменьшить объемы выработки электроэнергии, 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 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климатические данные

Климат Новосибирска континентальный, с большими колебаниями среднесуточных температур воздуха.

Самый холодный месяц – январь, со средней температурой -17 градусов. Самый теплый месяц – июль, со средней температурой +19 градусов. Среднегодовое количество осадков в Новосибирске составляет около 450 мм, максимум приходится на июль-август, а минимум – на февраль-март.

1.1.2 Гидрологические данные

Обь — река в России, протекает по Западной Сибири. Одна из крупнейших рек в мире. Длина Оби — 3650 км (от истока Иртыша — 5410 км), площадь водосборного бассейна — 2 990 000 км². Расход воды в 287 км от устья (у Салехарда) — 12 492 м³/с, что соответствует годовому стоку 394 км³. Берёт начало при слиянии Бии и Катуня на Алтае. В устье образует Обскую губу и впадает в Карское море.

Обь условно делят на три участка: верхний участок до устья реки Томь, средний участок до устья реки Иртыш и нижний участок до Обской губы.

Протяженность реки Обь от истока до устья составляет 3650 км. Площадь водосборного бассейна около 2 990 000 км². Расход воды 12 300 м³/с. Высота у истока 3530 м. Долина реки широкая, местами до нескольких десятков километров. Глубина реки в верхнем течении в среднем составляет 2-6 метра. На перекатах значительно уменьшается. В некоторых местах достигает 0,5-0,6 метров. Возле Новосибирской ГЭС глубина доходит до 25 метров. После впадения реки Томь от 4 до 8 метров. Южнее Салехарда глубина русла в 2 раза больше и становится равной 10-15 метрам. Общее падение реки от истока до устья составляет около 160 метров или 4,4 см на 1 км. С приближением к устью величина падения уменьшается и составляет 18 метров или 1,5 см на 1 км. Уклон реки в среднем 0,04‰.

У реки Обь насчитывается более 161 тыс. водотоков, общая длина которых примерно составляет 740 тыс. км. В бассейне реки около 580 тыс. озер, общая площадь которых составляет 85 тыс. кв. км. Густота речной сети 0,25 км/кв. км, озёрность – 2,8%.

Большинство водотоков (150 тыс., или почти 94%) имеет длину меньше 10 км. Около 8550 водотоков (более 5%) длиной от 10 до 25 км. Крупных рек (длиной более 500 км) насчитывается 47, средних рек (длиной от 100 до 500 км) – 470, малых рек (длиной от 25 до 100 км) – 3100.

Основное питание реки – снеговое. В период весенне-летнего половодья река приносит основную часть годового стока. В верхнем течении половодье

начнается с начала апреля, в среднем течении — с середины апреля, а в нижнем течении половодье начинается с конца апреля или с начала мая. Подъем уровня воды наступает ещё при ледоставе. При вскрытии реки происходят интенсивные подъёмы уровня воды. В связи с этим у некоторых притоков происходит временное течение вспять. В верховье реки половодье заканчивается в июле, летняя межень неустойчивая, в сентябре — октябре дождевой паводок. В среднем течении и в низовье спад половодья с наплаивающимися дождевыми паводками продолжается до ледостава. Обь находится подо льдом от 180 до 220 дней в году, в зависимости от того, насколько холодная и продолжительная зима.

1.1.3 Инженерно-геологические условия

Створ Новосибирской ГЭС, был выбран исходя из условий минимального объёма выемки грунта . В основание створа залегает песчанник.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Определение средневодного и маловодного года, построение гидрографа реки Обь

Гидрологический ряд в таблице А.1 [Приложение А] предоставлен исходный гидрологический ряд расходов за 50 лет наблюдений на реке Обь. В исходном гидрологическом ряду находим средние значения расходов в каждом году. Выделяем в ряду половодный период (месяцы, в которые в каждом году расходы выше среднемноголетнего. Ранжируем среднегодовые расходы по величине от наибольшего к наименьшему и находим их обеспеченность в процентах.

По месяцам из всего ряда, которые по среднемесячным значениям расходов считаются половодными (в моём случае – V, VI, VII, VIII) находим средние значения расходов в каждом году и ранжируем эти расходы по убыванию. Базовый маловодный год в период половодья совпал с маловодным годом 90% обеспеченности. Базовый средневодный год в период половодья выделяем, а год, который выпал на обеспеченность $P = 51\%$ принимаем за текущий средневодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле (1).

$$K_{П53(\text{половодный})} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}(1959)}}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}(1959)}} = 1, \quad (1)$$

По месяцам из всего ряда, которые по среднемесячным значениям расходов считаются меженными (в моём случае все – кроме V, VI, VII, VIII) находим средние значения расходов в каждом году. Также ранжируем эти расходы по убыванию и определяем их обеспеченность по вышеописанной формуле.

Базовый маловодный год в период половодья совпал с базовым годом. Базовый средневодный год в этой таблице выделяем зеленым цветом, а год, который выпал на обеспеченность $P = 51\%$ принимаем за текущий средневодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле (2).

$$K_{П53(\text{меженный})} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}(1924)}}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}(1950)}} = \frac{65}{62} = 1,001; \quad (2)$$

Корректировка маловодного и средневодного года. Находим маловодный и средневодный год. Так как маловодный год в периоды половодья и межень совпал, расчет коэффициентов приведения не проводим. Берем расходы базового маловодного года и выписываем отдельной строкой в таблицу 1.

Таблица 1 – Исходный ряд маловодного года

Год P=90 %	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср. год
1951	421	399	399	2243	2958	2473	1959	1343	1161	1039	596	483	1290

Так как коэффициенты приведения средневодного года в периоды половодья и межень являются повышающимися и приближено равны единице $K_{П53(меженный)} = 1$, $K_{П53(половодный)} = 1,001$, берем исходный ряд расходов из таблицы 1 и выписываем отдельной строкой в таблицу 2.

Таблица 2 – Исходный ряд средневодного года

Год P=53%	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср. год
1982	422	397	397	2803	3788	3160	2499	1748	1305	1141	813	586	1588

2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного года

Гидрографы маловодного и средневодного года приведены в таблицах 3 и 4 соответственно.

Таблица 3 – Гидрограф маловодного года (P=90%)

Месяцы	Расходы в кубических метрах												$\bar{Q}_{год}$
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{90\%}$	163	144	157	235	951	1674	810	689	455	345	275	205	509

Таблица 4 – Гидрограф средневодного года

Месяцы	Расходы в кубических метрах												$\bar{Q}_{год}$
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{50\%}$	174	165	168	290	1272	1797	1075	950	522	389	313	209	610

Кривые обеспеченности для полученных гидрографов представлены на рисунке 1.

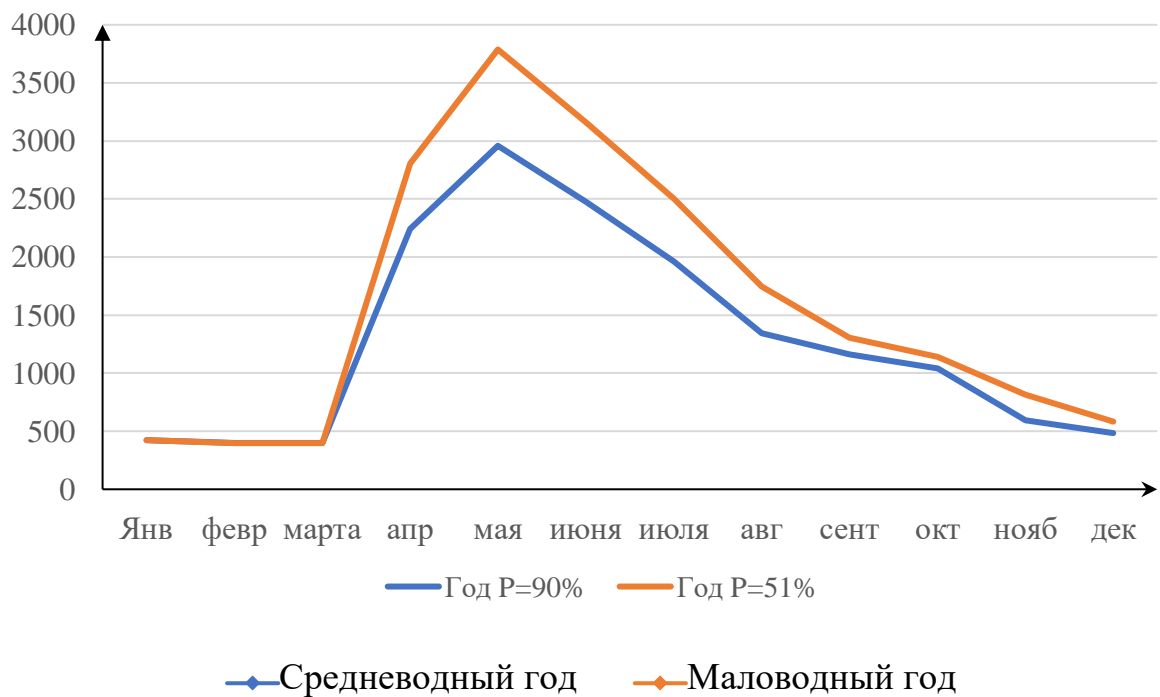


Рисунок 1 – Гидрографы маловодного и средневодного лет

Определены расходы средневодного и маловодного годов на основе исходного гидрологического ряда. Эти года являются исходными данными для нахождения среднегодовой выработки и установленной мощности проектируемой ГЭС, соответственно.

2.3 Построение суточного графика и интегральной кривой нагрузки

Скачиваем с сайта системного оператора ЕЭС (so-ups.ru) план генерации и потребления (час) для ОЭС Восток за 22.12.2016 и 21.06.2016.

Необходимо убедиться, где будет работать проектируемая ГЭС в ОДУ Сибири или в РДУ Новосибирска. Так как мощность проектируемой ГЭС 457Мвт и среднегодовая выработка 1687млн кВт*ч, а выработка электроэнергии электростанциями операционной зоны ОДУ Сибири составила 206,88 млрд. кВт*ч, то мы будем работать в РДУ Новосибирска так как проектируемая ГЭС не вырабатывает и более 1% от ОДУ Сибири.

Поэтому будет целесообразно работать в РДУ Новосибирска
 Рассчитывается коэффициент перехода k по формуле (3).

$$k = \frac{\text{ОДУ}}{\text{РДУ}} = \frac{206,88 \text{ млн кВт*ч}}{15,94 \text{ млн кВт*ч}} = 12; \quad (3)$$

Далее составляем таблицу РДУ Новосибирска делением данных таблицы 1 [Приложение Б] на коэффициент k . По полученным данным из таблицы 2 [Приложение Б] строим суточные графики нагрузки РДУ Новосибирск. График предоставлен на рисунке 2.

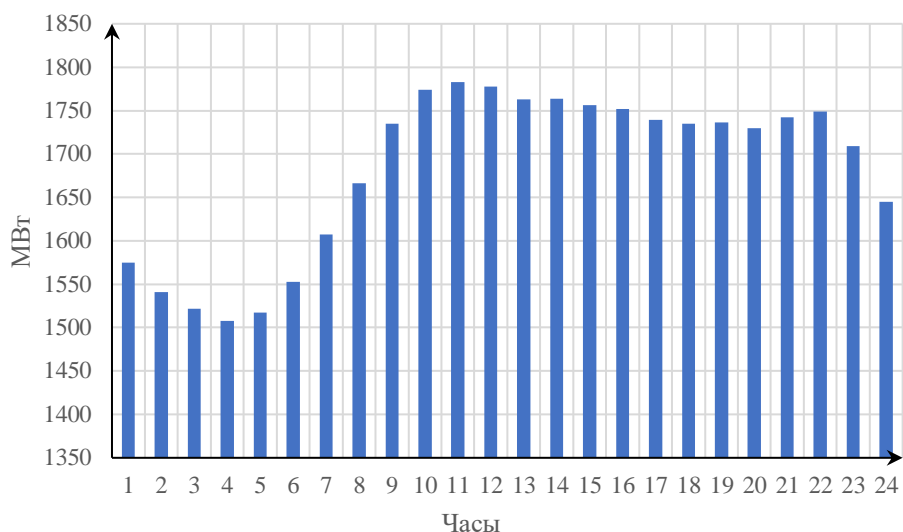


Рисунок 2 – Суточные графики нагрузки РДУ Новосибирска за 21.06.2016

Для того, чтобы построить ИКН, необходимо провести некоторые действия с мощностями системы: ранжирование по убыванию, расчет приращения по мощности и выработки, и их координаты приращений соответственно. По данным ΔP_{Σ} и $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$ строятся графики ИКН в обратных осях за 22.12.2016 и 21.06.2016 соответственно. Интегральные кривые предоставлены на рисунке 3,4.

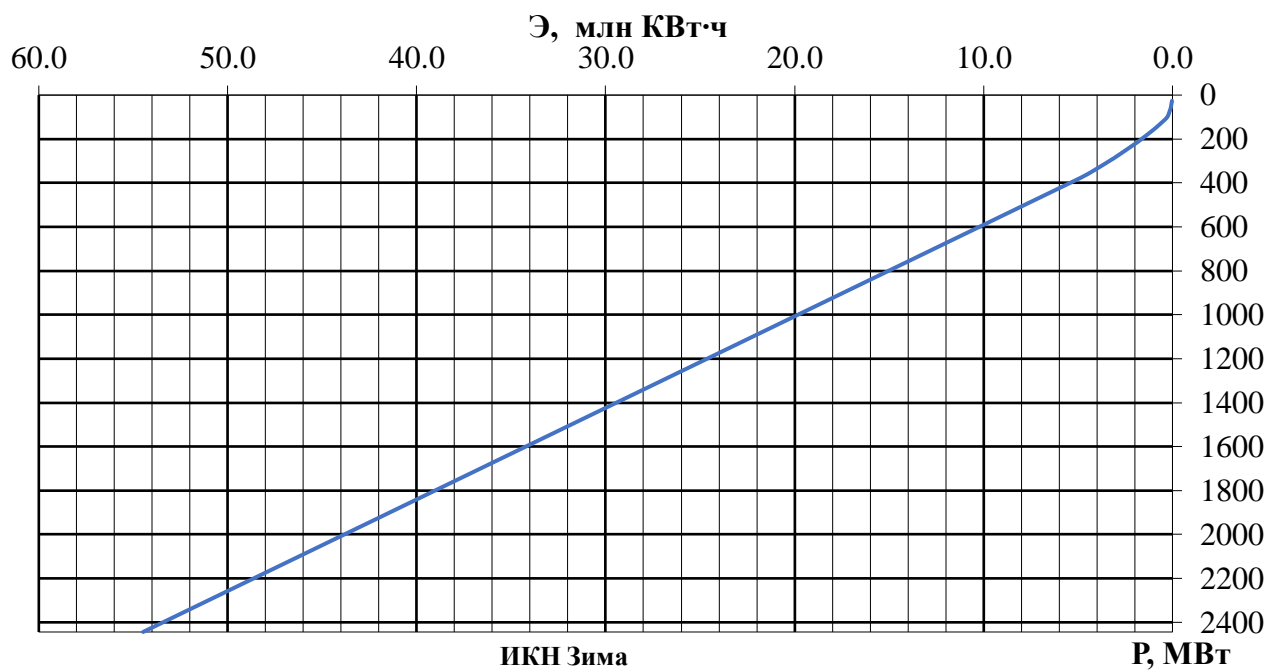


Рисунок 3 – Интегральная кривая нагрузки по зиме

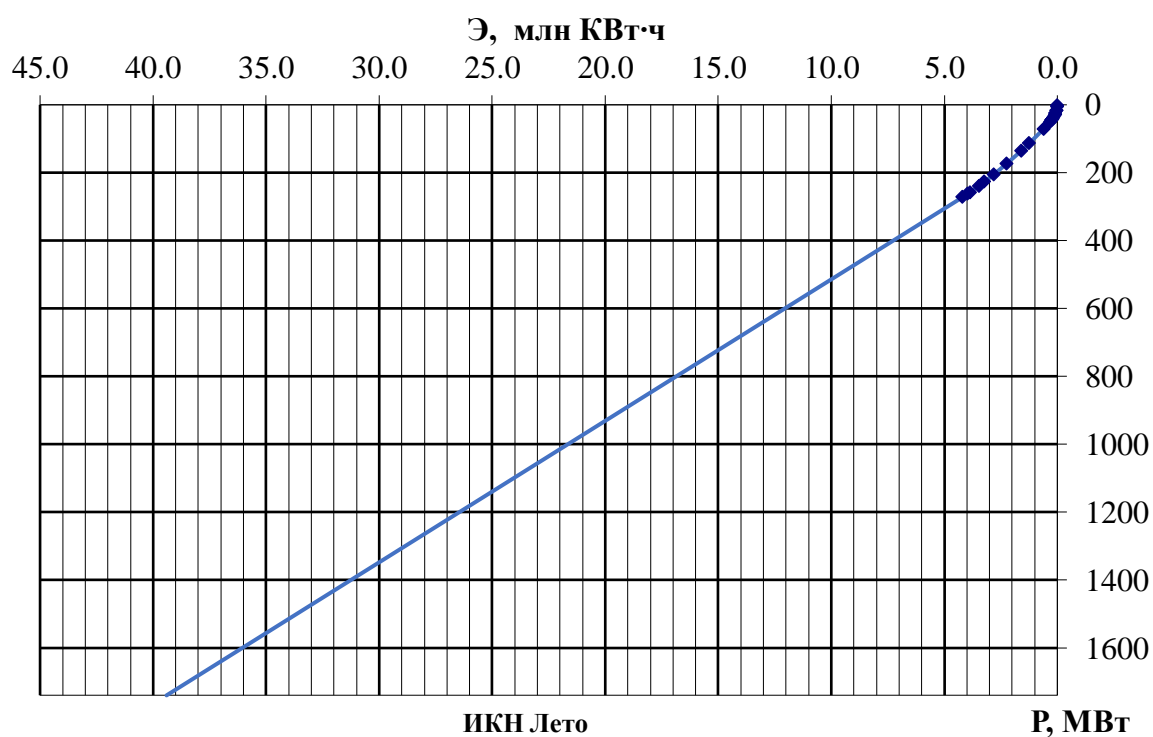


Рисунок 4 – Интегральная кривая нагрузки по лету

2.4 Построение годовых графиков нагрузки

Для построения среднегодового графика максимальных нагрузок нужно знать максимальную мощность летнего и зимнего сезона: $N_{\text{макс}}^{\text{зима}} = 2134$ МВт, $N_{\text{макс}}^{\text{лето}} = 350$ МВт. Далее расчёт проводится по формулам (6), (7), (8).

$$N_t = a + b \cos|30^\circ t - 15^\circ| \quad (6)$$

$$a = \frac{N_{\text{макс}}^{\text{зима}} + N_{\text{макс}}^{\text{лето}}}{2}; \quad (7)$$

$$b = \frac{N_{\text{макс}}^{\text{зима}} - N_{\text{макс}}^{\text{лето}}}{2}; \quad (8)$$

Аналогично рассчитывал для средних мощностей.

Для построения среднегодового графика максимальных нагрузок РДУ Новосибирск использовал коэффициент k .

$$k = 12.$$

2.5 Кривые связи в ВБ и НБ

Кривая связи ВБ. Значения для построения кривой связи ВБ сведены в таблицу 5, график кривой, а также уравнение, описывающие её, приведен на рисунке 5.

Таблица 5 – Значения для кривой связи в ВБ

$V, \text{ км}^3$	0	0,5	1	1,5	2,3	2,9	3,7	5	7	8,8	10
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	92	99	103	106	108,	109,	110,	111,	112,5	113,5	114

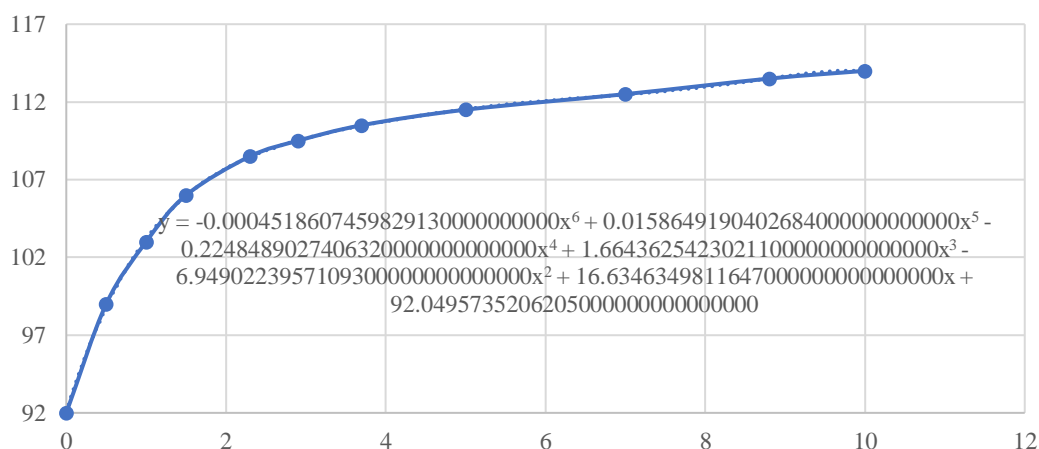


Рисунок 5 – Кривая связи в ВБ

Кривые связи в НБ. Для построения кривой связи нижнего бьефа воспользовались рядом расходов и соответствующие им площади поперечного сечения реки. Значения для построения кривых связи НБ для зимнего и летнего периода сведены в таблицу 6 кривые связи НБ на рисунке 6.

Таблица 6 – Значения расхода и отметки в НБ

Q зима	Q лето	z, м	Q зима
0	0	92	0
175	250	93	175
350	500	94	350
700	1000	95,2	700
1050	1500	96	1050
1400	2000	96,5	1400
1750	2500	96,8	1750
2100	3000	97	2100

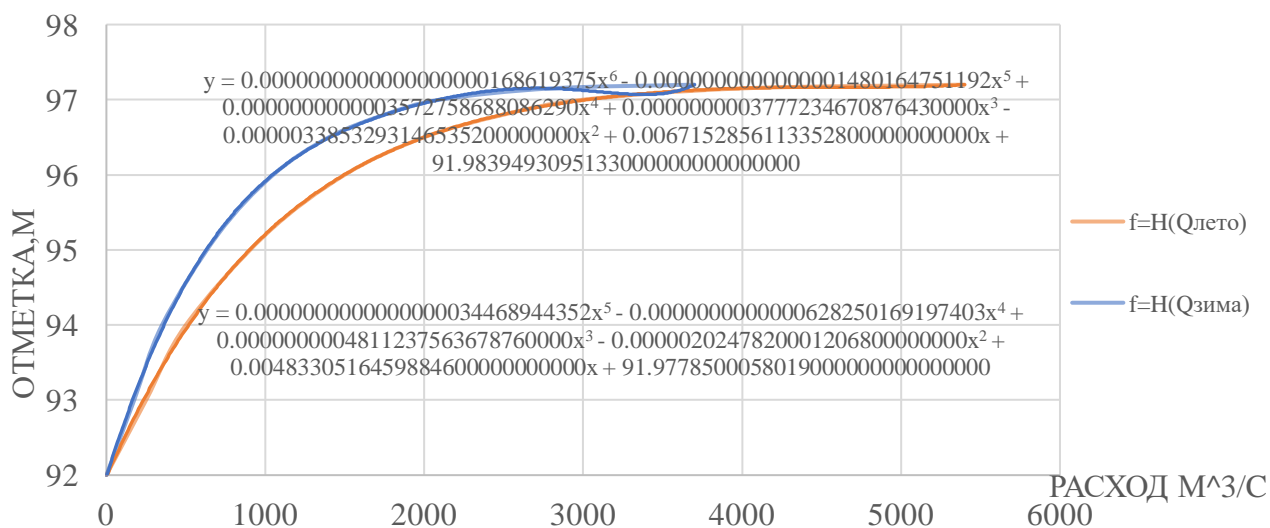


Рисунок 6 – Кривые связи в НБ

2.6 Водно-энергетический расчет

Рассчитал потери расхода на льдообразование и испарение, ограничения по водно-хозяйственному комплексу. Расходы, требуемые водно-хозяйственным комплексом, а также санитарный попуск сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Сводная таблица

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Испарение				22	30	49	39	27	12	5		
Льдообразование	10	10	10	-20	-30						10	10
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q вхк, м ³ /с	700	700	700	1000	1000	1000	1000	1000	1000	700	700	700
Qсан.поупск, м ³ /с	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350

Расчет режима работы гидроэлектростанции по водотоку и ВХК. Формулы расчета бытовой мощности ГЭС по формулам (9), (10), (11) и результаты сведены в таблицу 8.

$$N_{\text{быт}} = \frac{9,81 \cdot Q_{\text{полезн.}} \cdot H}{1000}; \quad (9)$$

$$Q_{\text{полезн.}} = Q_{90\%} - \Sigma Q_{\text{потери}}; \quad (10)$$

$$H = Z_{\text{в.б.}} - Z_{\text{н.б.}} - \Delta h; \quad (11)$$

Таблица 8 – Расчет режима работы по водотоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q быт	421	399	399	2243	2958	2473	1959	1343	1161	1039	596	483
Qполезное ,куб.м/сек	410	388	388	2240	2957	2423	1919	1315	1148	1033	585	472
Отметка н,м	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Отметка нб, м	94	94	94	97	97	97	97	96	96	96	95	94
Напор, м	19	19	19	16	16	16	16	17	17	17	18	19
N быт, МВт	67	63	63	309	406	333	267	189	167	152	92	76

Расчет режима работы по ВХК проводится аналогично – таблица 9.

Таблица 9 – Расчет режима работы по ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q, ВХК ,куб.м/сек	700	700	700	1000	1000	1000	1000	1000	1000	700	700	700
Отметка нпу , м	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5
Отметка нб, м	95,2	95,2	95,2	95,9	95,9	95,9	95,9	95,9	95,9	95,2	95,2	95,2
Напор, м	18	18	18	17	17	17	17	17	17	18	18	18
N вхк , МВт	108	108	108	148	148	148	148	148	148	108	108	108

2.7 Баланс энергии

Баланс энергии строится на графике средних мощностей среднегодовой нагрузки. На нем откладывались мощности существующих гидроэлектростанций, бытовые мощности и мощности ВХК проектируемой ГЭС. Потом сравниваются два режима работы проектируемой ГЭС: по водотоку, по ВХК. При сравнении данных двух режимов находят избытки бытовой мощности в половодный период, которые после распределяются по зимним месяцам, так чтобы максимально вытеснить ТЭС. Данные мощностей предоставлены в Приложении В1.

С учетом избытка мощности, размещаем на балансе энергии линию гарантированной мощности, так чтобы весь избыток был учтен. В данном случае гарантированной мощности хватило на 4 месяцев: январь, февраль, март, октябрь, ноябрь, декабрь.

Соответственно в месяцы, которые не попали под регулирование, работаем по требованию ВХК. Баланс энергии предоставлен на рисунке 7.

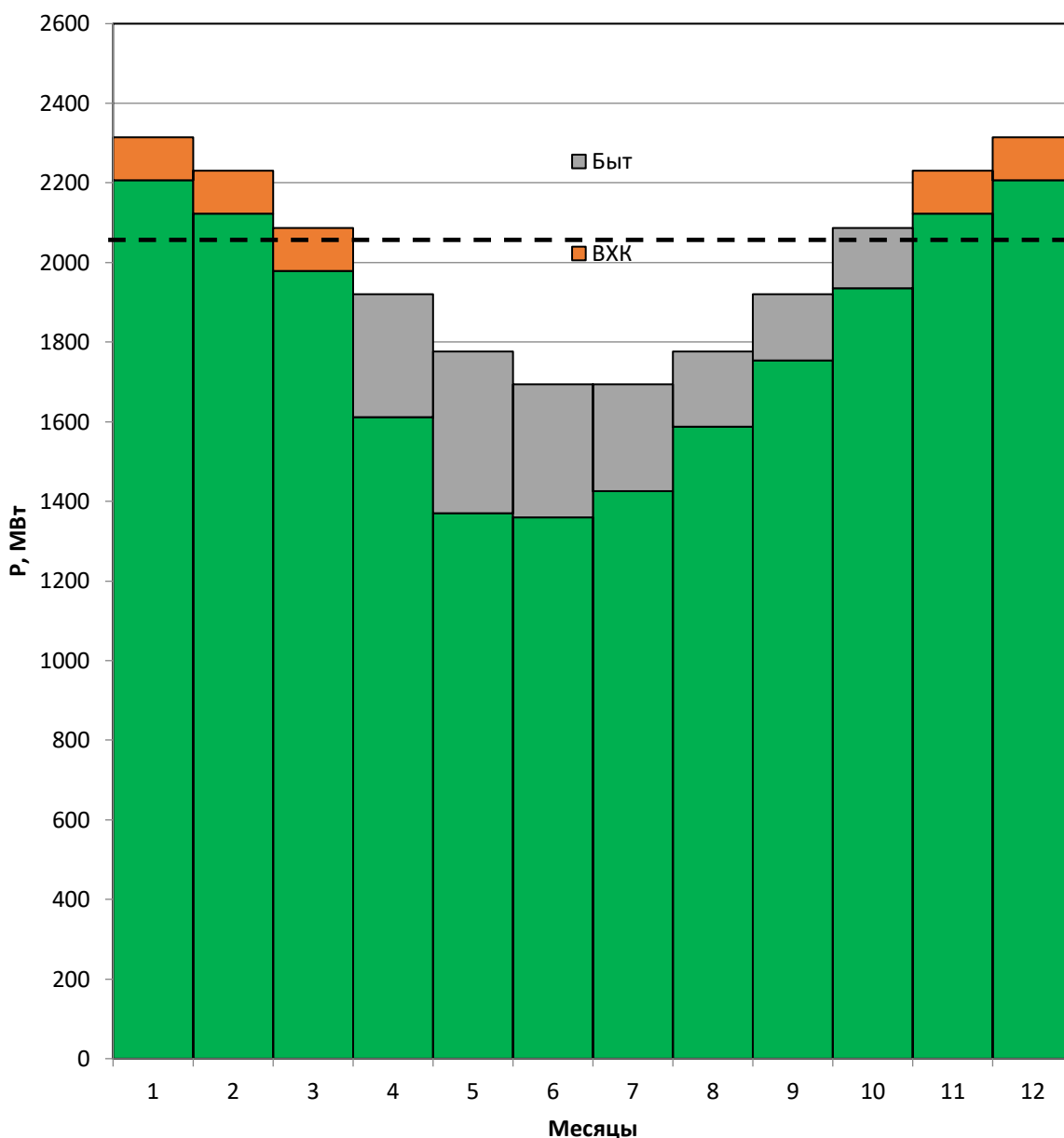


Рисунок 7 – Баланс энергии

Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодный год. Сработка водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднемесячных мощностей. Условием для правильного выполнения водно-энергетических расчетов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища.

За начало сработки водохранилища принимается месяц после окончания половодья, в моем случае это ноябрь.

Уровень воды в начале расчетного периода на начало сентября принят равным $V_{НПУ}=113,5$ м.

Полезный бытовой приток по формуле (12).

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{л}}; \quad (12)$$

Расход воды в нижний бьеф по формуле (13).

$$Q_{\text{н.б.}} = Q_{\text{гэс}} + Q_{\text{ф}}; \quad (13)$$

Приращение объема водохранилища по формуле (14).

$$\pm \Delta V_{\text{в}} = \pm Q_{\text{вдхр}} \cdot \Delta t; \quad (14)$$

Расход воды через ГЭС по формуле (15).

$$Q_{\text{гэс}} = Q_{\text{полезн}} + Q_{\text{вдхр}}; \quad (15)$$

Уровень воды в водохранилище, соответствующий объему ВБ, определяется по кривой связи объемов и уровней в ВБ $z_{\text{в.б.}} = z_{\text{в.б.}}(V_{\text{в.б.}})$.
Средний уровень ВБ по формуле (16).

$$z_{\text{в.б.ср}} = \frac{(z_{\text{в.б.}}^{\text{н}} + z_{\text{в.б.}}^{\text{к}})}{2}; \quad (16)$$

Уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по кривой связи расходов и уровней в НБ
Напор ГЭС по формуле (17).

$$H = z_{\text{в.б.}} - z_{\text{н.б.}}; \quad (17)$$

Мощность ГЭС по формуле (18).

$$N_{\text{гэс}} = k_N \cdot Q_{\text{гэс}} \cdot H_{\text{гэс}}; \quad (18)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,93$.

2.8 Нахождение рабочей мощности, баланс мощности.

Выбор рабочей мощности по интегральной кривой нагрузки. Для выбора рабочей, выполняем построение ИКН для 6 месяцев, для чего обращаемся к сайту системного оператора и берем максимальные мощности системы за первые 6 месяцев года. Необходимо на каждую ИКН вписать выработку за месяц, предварительно разбив ее на 2 или более частей для работы в базе, пике или полупике графика нагрузки, а также существующие ГЭС. Выработка, которую нужно разделить считается по формуле (19).

$$\Theta = \frac{N_{\text{гаран}}^I \cdot 24}{1000}; \quad (19)$$

Для зимнего периода она составила 4,4 млн. кВт•ч. , а для летнего периода 3,3 млн. кВт•ч.

Проектируемую ГЭС обозначаем работу в полупике и базе. Рабочие мощности предоставлены в таблице 10.

Таблица 10 – Рабочие мощности проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{раб}}$, МВт	360	270	230	210	190	170	170	190	210	230	270	360

Расчет резервов. Нагрузочный резерв для РДУ составляет 2,0 % от максимальной мощности энергосистемы, аварийный резерв составляет 8% от максимальной мощности энергосистемы.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы, представленной в формуле (20).

$$N_{\text{уст}}^{\text{гэс}} = N_{\text{раб.}}^{\text{гэс}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} + N_{\text{рез}}^{\text{авар}} \quad (20)$$

где $N_{\text{раб.}}^{\text{гэс}}$ - определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы.

В данном проекте $N_{\text{раб.}}^{\text{гэс}}$ определяется по первому месяцу(январю). И для этого месяца $N_{\text{выт.раб.}}^{\text{гэс}} = 360$ МВт. Нагрузочный резерв от максимальной мощности энергосистемы составляет 2,0% и находится по формуле (21).

$$N_{\text{рез.с-мы}}^{\text{нагр}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{с-мы}}}{100\%} \cdot 2\% = 25,8 \text{ МВт} \quad (21)$$

Аналогично считаем аварийный резерв , который составляет 8% от максимума системы - $N_{\text{рез.с-мы}}^{\text{авар}} = 103,4$ МВт

Таким образом, установленная мощность проектируемой ГЭС представлена в формуле (22).

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{нагр} = 360 + 36 = 396 \text{ МВт} \quad (22)$$

Построение баланса мощности. Данные для построения баланса мощностей, и непосредственно сама диаграмма баланса мощностей представлена и на рисунке Б.3 [Приложение Б]. Ремонтные мощности в данной таблице рассчитываются следующим образом: Ремонтная площадь проектируемой ГЭС по формуле (23).

$$N_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} = \frac{396}{6} = 66 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (23)$$

Ремонтная площадь ТЭС по формуле (25).

$$N_{рем}^{ТЭС} = \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 = \frac{783}{4} + \frac{783}{2} = 588 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (24)$$

2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

Целью расчета сработки-наполнения по условиям средневодного года является определение среднесноголетней выработки. Поскольку сработать водохранилище можно разными способами, то проводится не менее двух расчетов. По графику сработки маловодного года с увеличением выдаваемой мощности за счет увеличения притоков в средневодном году относительно маловодного. Наибольшая выработка из этих вариантов объявляется среднесноголетней выработкой ГЭС.

Водно-энергетический расчет для средневодного года выполняется аналогично маловодному. Результаты расчета представлены в приложении для первого и второго режима соответственно.

Среднегодовая выработка по варианту расчета равна: $\sum \mathcal{E} = 1,82$ млрд кВт·ч. Таким образом, принимаем выработку и объявляем её среднесноголетней. $\mathcal{E}_{ср.многолетн.} = 1,82$ млрд кВт·ч.

По данным таблиц сработки-наполнения водохранилища, строится график изменения уровня воды в ВБ в течении года, представленный на рисунке 8.

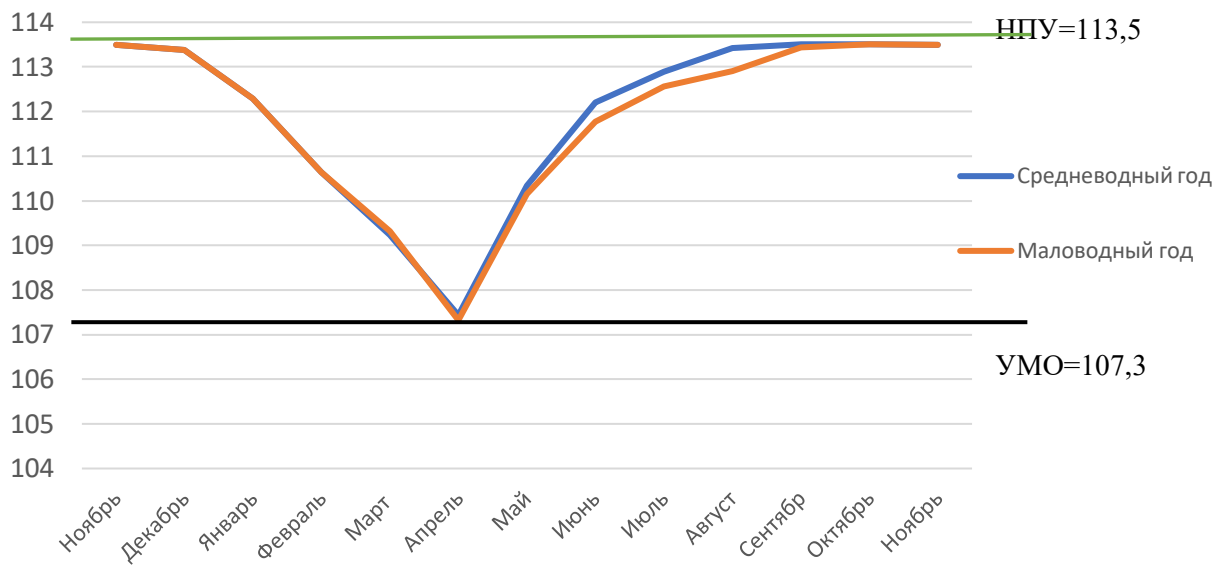


Рисунок 8 – График изменения уровня воды в ВБ в течении года

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины

Выбор турбины производится по универсальным характеристикам (УХ), которые получены по результатам испытаний моделей. Режимное поле проектируемой ГЭС рисунок 9.

Исходными данными при выборе турбины являются:

- установленная мощность ГЭС $N_{уст}=430$ кВт;
- расчетный по мощности напор $H_p=14$ м;
- максимальный напор $H_{max}=19$ м;
- минимальный напор $H_{min}=10$ м;

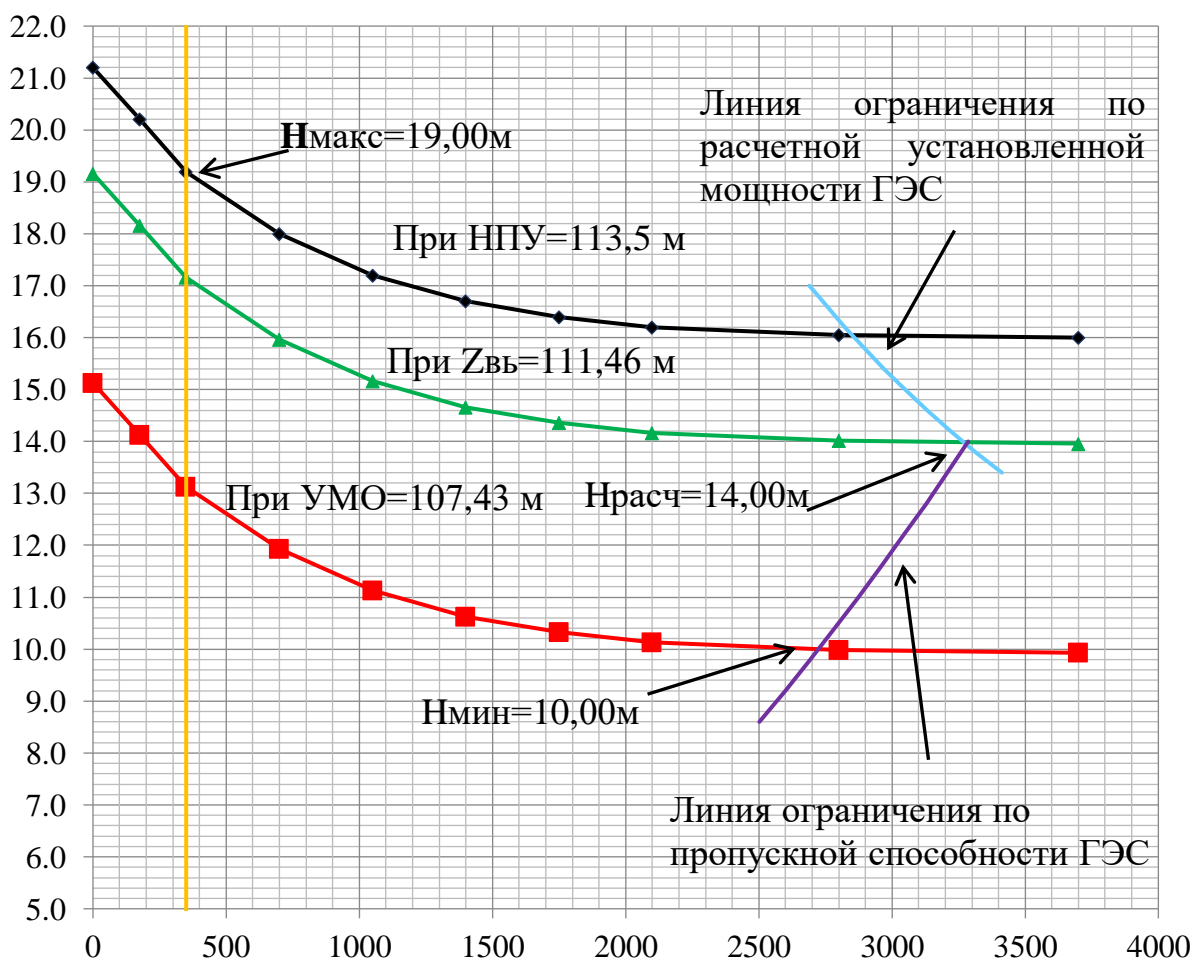


Рисунок 9 – Режимное поле проектируемой ГЭС

3.2 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор системы и типа гидротурбины производим по максимальному напору. При данном максимальном напоре $H_{\max}=19$ м. подходит турбина:

- ПЛ20-В

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбины таблица 11.

Таблица 11. – Основные параметры модели гидротурбины

Тип	ПЛ20-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	20
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5
$n'_{\text{opt}}, \text{ об/мин}$	147
$Q'_{\text{opt}}, \text{ л/с}$	1850
$\eta_{\text{м opt}}$	0,89
$Q_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	2000
$\sigma (Q'_{\text{I max}})$	1
$D_{\text{I мод}}, \text{ м}$	0,5
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	10
$t_{\text{мод}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	20

3.3 Определение номинального диаметра рабочего колеса

Задаёмся рядом стандартных диаметров рабочего колеса.

Для каждого значения диаметра рассчитываем следующие параметры:

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MO}) * \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon * \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 * \frac{H_M}{H_p} * \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right) \quad (25)$$

Мощность агрегата

$$N_{\text{агр}} = 9,81 Q_{\text{р.т.}} D_1^2 H_p H_p^{0,5} \eta_T \eta_{\Gamma} = 9,81 * 1,85 * 8,5 * 14 * 14 * 0,885 * 0,97 = 58963 \text{ кВт} \quad (26)$$

Количество агрегатов

$$Z_{\text{арп}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{арп}}} = \frac{396000}{58963} = 6,72 \quad (27)$$

Поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}} = \frac{0,920}{0,885} = 1,040 \quad (28)$$

Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{\text{opt}} (\Delta_1 H_{\text{р}})^{0,5}}{D_1} = 147 * \frac{(14 * 1,040)^{0,5}}{8,5} = 65,99 \quad (29)$$

с последующим округлением до ближайшей синхронной частоты вращения.

Приведенные максимальные, минимальные и расчетные частоты вращения формулы с 30-32.

$$n'_{\text{max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0,5}} \quad (30)$$

$$n'_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{р}})^{0,5}} \quad (31)$$

$$n'_{\text{min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0,5}} \quad (32)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_{\text{Г}} = \frac{N_{\text{а}}}{9,81 \cdot D_1^2 * H_{\text{р}}^{1,5} * \eta_{\text{Г ср}}} = \frac{66000}{9,81 * 8,5^2 * 8,5^2 * 14^{1,5} * 0,97} = 1,883 \quad (33)$$

Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 * \sqrt{H * \Delta}}, = \frac{350}{8,5^2 * \sqrt{14 * 1,040}} = 0,6347 \quad (34)$$

Все расчеты сведем в таблицу 12.

Таблица 12. – Параметры ГА для ряда стандартных значений диаметра РК

ПЛ20-В							
D1	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
кпд	0,917	0,917	0,918	0,91862	0,91919	0,91986	0,92048
N agr	29379,9	32391,3	36635,1	41140	45906,1	52230,9	58963,8
z шт	13,48	12,23	10,8093	9,62566	8,62631	7,58171	6,71598
z	14	12	11	10	9	8	6
N agr	28285,7	33000,0	36000	39600	44000	49500	66000
d1	1,036	1,037	1,03729	1,03799	1,03863	1,03939	1,04009
nc1'	93,30	88,89	83,6098	78,9257	74,7397	70,0939	62,5342
nc1,	93,8	90,9	90,9	88,2	75	83,2	75
n1Hmax,	174,86	177,87	189,099	194,371	174,539	206,455	197,672
n1Hр,	147,78	150,33	159,817	164,273	147,512	174,486	167,063
n1Hmin,	126,86	129,04	137,187	141,012	126,624	149,778	143,406
Q"*η при Hрасч	1,5763	1,6680	1,60887	1,57596	1,56927	1,55165	1,83262
Q"*η при Hmax	0,9970	1,0550	1,01761	0,9968	0,99257	0,98142	1,15914
q Hmin	1,2764	1,1574	1,023	0,91067	0,81587	0,71681	0,63475
q Hmax	1,0957	0,9935	0,87813	0,78172	0,70034	0,61531	0,54486

В результате анализа турбин типа ПЛ20оказалось, что многие рабочие зоны не включают в себя точку оптимума, также некоторые турбины были не выбраны из-за не экономически выгодного количества турбин.

В итоге была выбрана турбина ПЛ20-В-850.

3.4 Определение отметки установки рабочего колеса

Для примера рассчитаем её для турбины ПЛ20-В-850.Определим допустимую высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H k_{\sigma} \quad (35)$$

Высота отсасывания определяется для трёх наиболее опасных режимах:

Работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_p

Работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_{\max}

Работа одного агрегата при соответствующей нагрузке и H_{\min}

1) Работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_p

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и расчётному напору. Приведённая частота, соответствующая H_p :

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_p}} = \frac{62.5 \cdot 8.5}{\sqrt{1.01 \cdot 14}} = 169,53 \text{ об/мин}$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата $Q'_p = 1780 \text{ м}^3/\text{с}$

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_p \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,7 \cdot 8,5 \cdot 14 = 459,56 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определяем $\sigma=0,77$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q_a) = 94,5 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания :

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - 1,2\sigma H = 10,33 - \frac{94,5}{900} - 1,2 \cdot 0,77 \cdot 14 = -2,711$$

$$Z_{уст} = Z_{НБ}(Q_p) + H_s = 94,5 - 2,711 = 91,5 \text{ м}; \quad (36)$$

2) Работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_{\max}

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и максимальному напору. Приведённая частота, соответствующая H_{\max} :

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{\max}}} = \frac{62.5 \cdot 8.5}{\sqrt{1,01 \cdot 19}} = 145,52 \text{ об/мин}$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q'_I = 1140 \text{ м}^3/\text{с}$

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_I * D^2 * \sqrt{H_{max}} = 1,14 \cdot 8,5^2 * \sqrt{19} = 359,02 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определяем $\sigma=0,44$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q) = 93,5 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания (11):

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - 1,2\sigma H = 10,33 - \frac{93,5}{900} - -1,2 \cdot 0,44 \cdot 19 = 0,19$$

$$Z_{уст} = Z_{НБ}(Q_{max}) + H_s = 93,5 + 0,19 = 93,69 \text{ м}$$

3) Работа одного агрегата с соответствующей нагрузкой и H_{min}

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и минимальному напору. Приведённая частота, соответствующая H_{min} :

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{min}} \frac{62,5 * 8,5}{\sqrt{1,01 * 10}}} \text{ об/мин}$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q'_I = 1,56 \text{ м}^3/\text{с};$

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_I \cdot D^2 * \sqrt{H_{min}} = 1,56 \cdot 8,5^2 * \sqrt{10} = 260,4 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определяем $\sigma=0,652$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q) = 92 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - 1,2\sigma H = 10,33 - \frac{92}{900} - -1,2 \cdot 0,652 \cdot 10 = 2,403$$

$$Z_{уст} = Z_{НБ}(Q_{min}) + H_s = 92 + 2,403 = 94,4 \text{ м}$$

3.5 Расчёт и построение бетонной спиральной камеры

Исходными данными для расчета являются:

1. Угол охвата спиральной камеры – $\varphi_{сп}$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берется из ГУХ или по таблице для расчетного напора. Будем принимать их ГУХ $\varphi_{сп} = 210^\circ$

2. Наружный радиус входного сечения также из ГУХ $r_{вх} = 1,663 \cdot D_1$.

3. Диаметр расположения входных кромок статора: $D_{нар} = 11,5$ м – определяют по таблице

4. Диаметр расположения выходных кромок статора: $D_{вн} = 9,85$ м – определяют по таблице

5. Высота статора: $V_{ст} = b_0 + 0.0033 \cdot D_1 = 3,2$ м, где высота направляющего аппарата $b_0 = 3,18$ м по ГУХ.

6. Закон изменения положения вершин сечений – линейный.

7. Допустимые средние скорости воды во входном сечении – по расчетному напору.

Полный расход через турбину при расчётных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 * \eta * H_p} = \frac{66000}{9,81 * 0,9021 * 14} = 533 \frac{м^3}{с} \quad (36)$$

Расход через входное сечение спиральной камеры:

$$Q_{вх} = \frac{Q_0 * 210}{360} = 311 \frac{м^3}{с} \quad (37)$$

Скоростной коэффициент:

$$k_c = \frac{v_{ср}}{\sqrt{H_p}} = \frac{2,5}{\sqrt{14}} = 0,668 \quad (38)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{ср}} = \frac{311}{2,5} = 124,299 \text{ м}^2 \quad (39)$$

Найдем $r_{вх}$ по ГУХ

$$r_{вх} = 1,63 * 8,5 = 14,135 \text{ м.} \quad (40)$$

Высота входного сечения определяется из решения квадратного уравнения:

$$F_{\text{BX}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{BX}} - r_a)b_{\text{BX}} - \frac{(b_{\text{BX}} - b_0)^2}{2} \cdot \text{tg}15^\circ \quad (41)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналитическим методом. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 13.

$$a_i = r_i - r_a; \quad (17) \quad m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad (42)$$

$$\text{где } k^2 = \frac{m_{\text{BX}}}{a_{\text{BX}}^2} \quad (43)$$

$$b_i = m_i + b_0 \quad (44) \quad r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ \quad (45)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg} \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i \quad (46)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^0 = \frac{180}{J_{\text{BX}}} \cdot J_i \quad (47)$$

Таблица 13. – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина			Сечения									
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1 ых
ri	14,14	13,36	12,58	11,81	11,03	10,25	9,47	8,69	7,91	7,14	6,36	5,58
bi	14,16	13,06	11,96	10,87	9,77	8,68	7,58	6,49	5,39	4,29	3,20	3,19
rk	9,29	8,99	8,70	8,41	8,11	7,82	7,53	7,23	6,94	6,65	6,35	6,35
rk/ra	1,46	1,42	1,37	1,32	1,28	1,23	1,19	1,14	1,09	1,05	1,00	1,00
ln	0,38	0,35	0,31	0,28	0,25	0,21	0,17	0,13	0,09	0,05	0,00	0,00
ri/ra	2,23	2,10	1,98	1,86	1,74	1,61	1,49	1,37	1,25	1,12	1,00	0,88
ln	0,80	0,74	0,68	0,62	0,55	0,48	0,40	0,31	0,22	0,12	0,00	-0,13
bi* ln	11,33	9,72	8,18	6,74	5,39	4,15	3,03	2,04	1,19	0,50	0,00	-0,41
rk	34,68	33,58	32,49	31,39	30,30	29,20	28,11	27,01	25,91	24,82	23,72	23,71
rk ln	13,19	11,69	10,23	8,81	7,43	6,08	4,78	3,52	2,30	1,13	0,01	0,0
mi	10,97	9,87	8,78	7,68	6,59	5,49	4,39	3,30	2,20	1,11	0,01	0,00
Ji	9,53	8,31	7,14	6,03	4,97	3,98	3,06	2,23	1,50	0,89	0,42	0,00
φ i	210,0	183	157	133	109	88	67	49	33	20	9	0
a i	7,79	7,01	6,23	5,46	4,68	3,90	3,12	2,34	1,56	0,79	0,01	-0,77

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \operatorname{tg} 15^\circ \quad (48)$$

Далее строим график $r_i(\varphi_i)$ рисунок 10

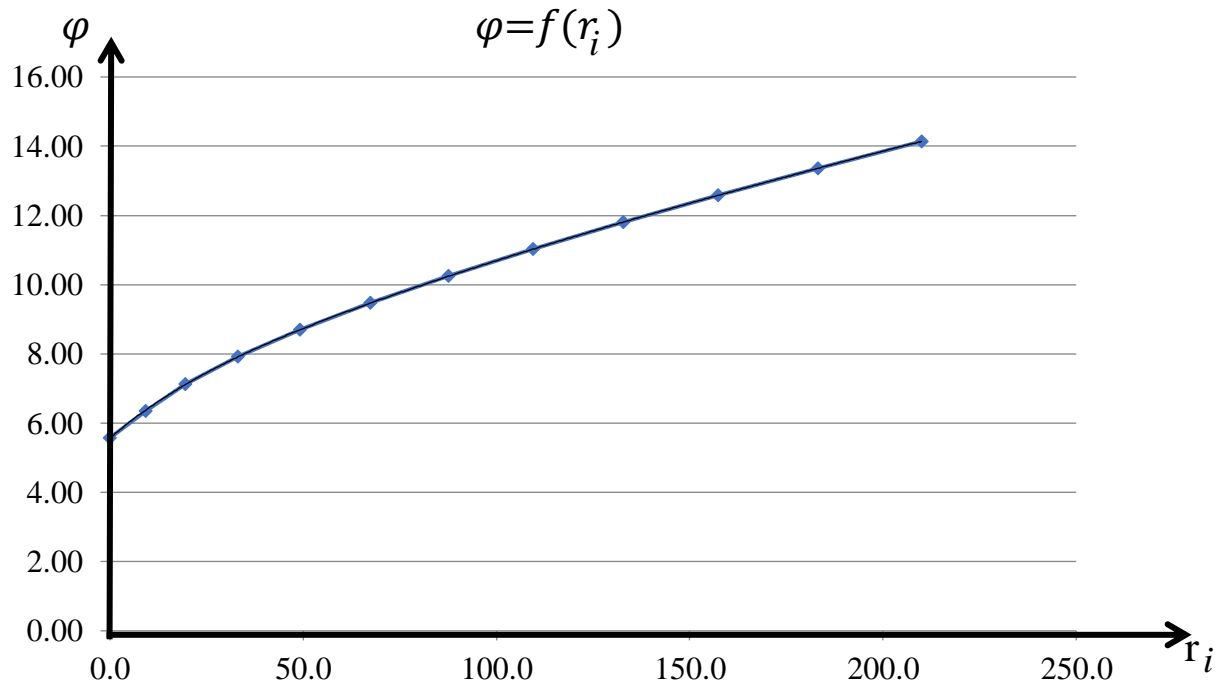


Рисунок 10 – Зависимость r_i от угла φ

С полученного графика снимаем значения r_i через каждые 14° полученные данные представлены в таблице 14.

Таблица 14. – Данные для построения бетонной СК

$\phi, ^\circ$	$r_i, \text{ м}$
2100,00	14,10
196,00	13,70
182,00	13,30
168,00	12,90
154,00	12,50
140,00	12,00
126,00	11,60
112,00	11,10
98,00	10,60
84,00	10,10
70,00	9,60
56,00	9,00
42,00	8,40
28,00	7,60
14,00	6,70
0,00	5,60

3.6 Расчет вала на прочность

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 * \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \text{ где } [\tau_{доп}] = 30 - 35 \text{ МПа}, \quad (49)$$

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = 8.5 \text{ МПа} \quad (50)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 * \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{8.5}{35} \right)^{0,33} = 1.07 \text{ м}$$

Из ряда стандартных значений принимаем $D_B = 1.10 \text{ м}$

3.7 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 * \left(\frac{N}{n_{\text{синх}} * D_1} \right) = 0,8 * \frac{66000}{75 * 8.5} = 82.82 \text{ кН} \quad (52)$$

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

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} * h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (53)$$

где $h_{\text{п}}$ принимается 400 мм., при $D_{\text{в}} = (850 - 1100)$ мм.

$$[p_{\text{уд}}] = 29 * U, \text{ кПа} \quad (54)$$

$$U = \pi * n_{\text{синх}} * \frac{d_{\text{п}}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (55)$$

Расчет:

$$p_{\text{уд}} = \frac{82.82}{1.10 * 0,4} = 188.2 \text{ кПа}$$

$$U = \pi * 75 * \frac{1.10}{30} = 8.6 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 * 8.6 = 250.5 \text{ кПа}$$

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

Рассчитаем сегментный подшипник:

$$h_{\text{п}} = 400 \text{ мм}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 * \cos\alpha + 2 \cos(2\alpha)}, \text{ кН} \quad (56)$$

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}} \quad (57)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} * h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (58)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi * \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м} \quad (59)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 * U, \text{ кПа} \quad (60)$$

Расчет:

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

$$R_1 = \frac{82.82}{1+2 \cdot \cos 45^{\circ} + 2 \cos(90^{\circ})} = 34.3 \text{ кН}$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,9 * \pi * \frac{1,1}{8} = 0,38 \text{ м}$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{82.82}{0,38 * 0,4} = 544.86 \text{ кПа}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 * 8.6 = 430 \text{ кПа}$$

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

Исхода из условий допустимости, сегментный подшипник не применим в данном случае. Устанавливаем кольцевой подшипник.

3.8 Выбор гидрогенератора

Выбор гидрогенератора производится на основании величин мощности и синхронной частоты вращения турбины.

На имеющиеся параметры ($n_{c1}=62,5$ об/мин, $N_{\text{турб}}=66$ МВт) серийный гидрогенератор СВ-1343/140-96

3.9 Выбор типа маслonaпорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из маслoвоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслonaсосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

Из номограммы для выбора маслonaпорных установок радиально-осевых турбин, выбираем МНУ по H_{max} и D_1 .

Принимаем МНУ 12,5/1-40-12,5-2.

3.10 Выбор электрогидравлического оборудования

ЭГР выбирается в соответствии типа ГТ И мощности проектируемой гидроэлектростанции. Так как турбина поворото-лопасная, то выбираем ЭГРК/

Выбираем регулятор ЭГРК-100

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Новосибирской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций. На рисунке 11 представлены виды блоков.

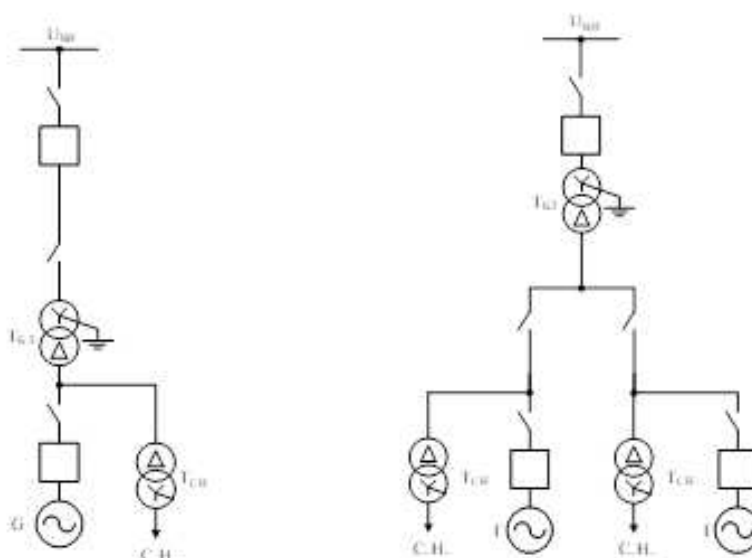


Рисунок 11– Виды генераторных блоков.

Схемы собственных нужд (СН) ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Электрическая схема СН на Новосибирской ГЭС выполнена с двумя ступенями.

Согласно стандарту, необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Новосибирской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы;
- от подстанции 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

В качестве резервного источника питания в проекте предусматривается дизель-генератор мощностью 1000 кВт на напряжение 0,4 кВ, который подключается на шины 0,4 кВ.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

Выбор повышающих трансформаторов.

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

- Надёжность и безотказность в работе;
- Маневренность схемы;
- Простота и наглядность;
- Экономичность.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- Одиночный блок;
- Укрупненный блок;
- Объединенный блок

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчета. Поскольку проектируемая ГЭС находится в зонах холодного климата, для обеспечения надежной и безаварийной работы рассматриваем одну схему, представленную на рисунке 12.

- Одиночный блок «1 трансформатор – 1 генератор»;

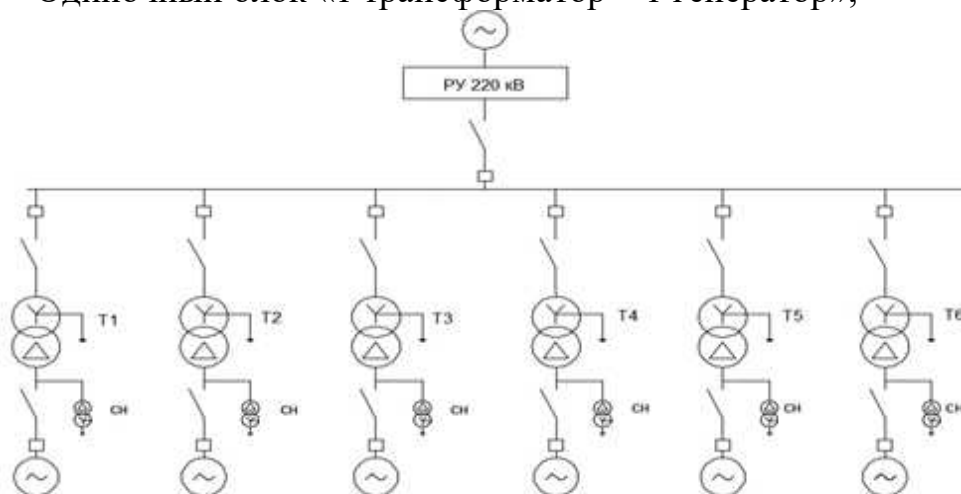


Рисунок 12 – Структурная схема с одиночными блоками

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности. Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд формула (61).

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{65 - 65 \cdot 0,01}{0,85} = 75,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (61)$$

где (P с.н.) – активная нагрузка собственных нужд, МВт. По каталогу ООО "Трансинжиниринг" выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-80000/220-У1

S _{ном} , МВ·А	U _н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
	U _{вн}	U _{нн}				
80	242	13,8	11	265	70	0,600

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ формула (62).

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год. (62)}$$

Потери холостого хода в трансформаторе формула (63).

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,07 \cdot 8729 = 611,03 \text{ МВт} \cdot \text{ч, (63)}$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе формула (64).

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,265}{1} \cdot \left(\frac{75,7}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 551,27 \text{ МВт} \cdot \text{ч. (64)}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора формула (65).

$$I_{\text{пот.}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}, \quad (65)$$

$$I_{\text{пот.}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 611,03 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 551,27 = 8,627 \text{ тыс. руб./год,}$$

Для 6-х блоков:

$$I_{\text{пот1}} = 6 \cdot 8,627 = 51,762 \text{ тыс. руб/год.}$$

Выбор трансформаторов СН.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1,0 % от S_{Г ном} формула (66).

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot S_{уст} = 0,01 \cdot 390 = 3900 \text{кВ} \cdot \text{А}. \quad (66)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд формула (67).

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.} \quad (67)$$

Согласно СТО, должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По индивидуальному заказу на заводе «Трансна» выбираются 3 трансформатора ТСЗ 4000/13,8, стоимостью каждый 1800 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-4000/13,8

$S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	
4	13,8	6	6

4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле (68).

$$K = t \cdot K_{КРУЭ} + n \cdot K_T + m \cdot K_{Тс.н.}, \quad (68)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов;
 $K_{Тс.н.}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;
 $K_{ОРУ}$ – стоимость ячейки КРУЭ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек КРУЭ.

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле (69).

$$K_1 = 6 \cdot 24000 + 3 \cdot 1589 + 12 \cdot 17957 = 364251 \text{ млн. руб.} \quad (69).$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат формула (70).

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i; \quad (70)$$

где E_H – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям.

Принимается равным по приказу Минстроя; в настоящее время $E_H = 0,15$.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (71):

$$Z_1 = Z_1 = 0,15 \cdot 364251 + 51,762 = 54689 \text{ млн. руб.} \quad (71)$$

Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов. Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{390 - 3,9}{0,85} = 454,23 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (72)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,85;$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше $K = 1$, при напряжении 220 кВ – $K = 1,2$, при напряжении 110 кВ – $K = 1,4$.

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{454,23}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 4, \quad (73)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 4$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{454,23}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,298 \text{ кА}. \quad (74)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 298 = 312,9 \text{ А}, \quad (75)$$

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

$\alpha_T = 1,0$ – 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:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{454,23}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,397 \text{ кА}. \quad (76)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $605 \text{ кА} > 397 \text{ кА}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

Выбор схемы РУ-220 кВ. Выбор схемы электрических присоединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, экономичность, оперативная гибкость (приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

В соответствии с Технической политикой ОАО «РусГидро», «вновь сооружаемые и комплексно реконструируемые РУ 110 кВ и выше должны выполняться, как правило, КРУЭ внутри здания. В зонах холодного климата с минимальной температурой -50°C и ниже, а также в зонах со снежным покровом более 1,5м применение КРУЭ обязательно».

В сложных климатических условиях района проектируемой ГЭС эксплуатационная надежность оборудования 220 кВ для ОРУ уступает надежности КРУЭ в закрытом помещении.

Число присоединений РУ 220 кВ –9:

- 4 ВЛ 220 кВ;

Схема распределительного устройства, во многом так же зависит от схемы поставляемого оборудования производителем.

Применение более простых схем в КРУЭ обусловлено более высокой надежностью оборудования КРУЭ по сравнению с оборудованием ОРУ.

В соответствии со стандартом: «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», окончательно принимаем схему распределительного устройства по производителю выбранного КРУЭ – две системы сборных шин рисунок 13.

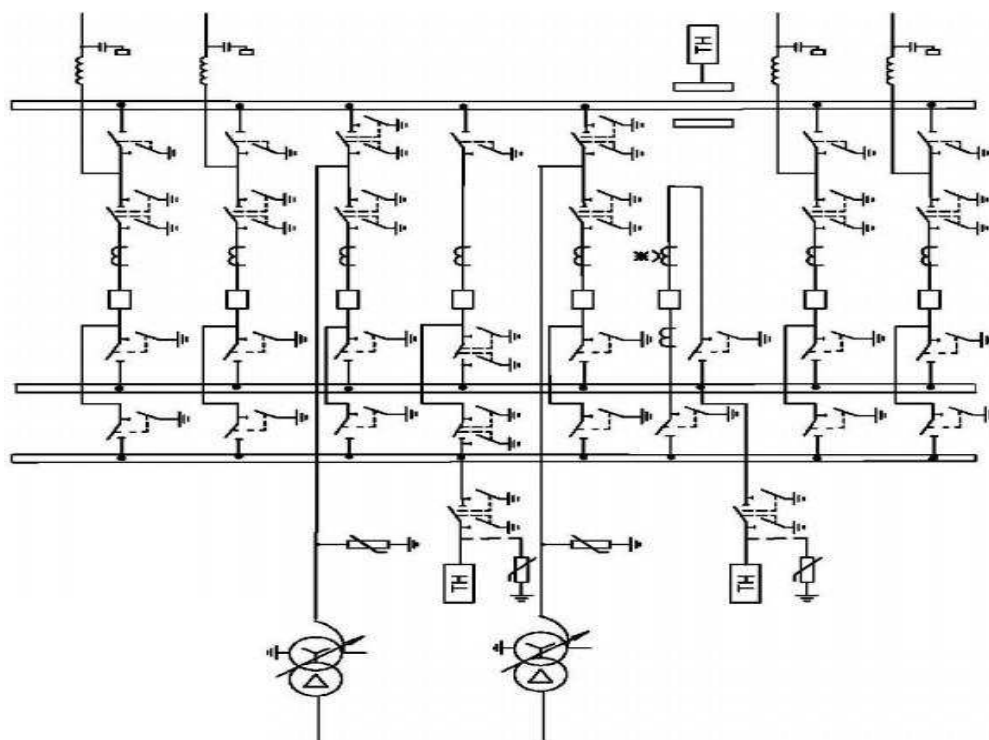


Рисунок 13 – Структурная схема РУ – 220 кВ

4.4 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах по формулам (77-83) Синхронные генераторы.

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,24 \cdot \frac{13,8^2}{75,7} = 0,6030 \text{ м.} \quad (77)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов.

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{Г} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,594 \text{ кВ.} \quad (78)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов.

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,520 \text{ м.} \quad (79)$$

Индуктивное сопротивление системы.

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{230^2}{150} = 352,7 \text{ Ом.} \quad (80)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой.

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 30 = 13,80 \text{ м.} \quad (81)$$

ЭДС энергосистемы формула (71).

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ} \quad (82)$$

Коэффициенты трансформации формула (73).

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (83)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных и относительных единицах по формулам (84-87).

$$r_\Gamma = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,603}{0,045 \cdot 314} = 0,0426 \text{ Ом}, \quad (84)$$

$$r_c = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}, \quad (85)$$

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,121 \cdot 30 = 3,63 \text{ Ом}, \quad (86)$$

$$r_T = \frac{\Delta R_k \cdot U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,265 \cdot 230^2}{80^2} = 2,2 \text{ Ом}. \quad (87)$$

Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания на сборных шинах и на генераторном напряжении с применением программного комплекса RastrWin. На рисунках 14,15,16 представлены исходные данные из таблиц программы, необходимые для расчета. на рисунках 17,18,19 представлены результаты расчета и в таблице 18.

О	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>		y	1	Г1		14				
2	<input type="checkbox"/>		y	2	Г2		14				
3	<input type="checkbox"/>		y	3	Г3		14				
4	<input type="checkbox"/>		y	4	Г4		14				
5	<input type="checkbox"/>		y	5	Г5		14				
6	<input type="checkbox"/>		y	6	Г6		14				
7	<input type="checkbox"/>		y	7	блок-1		14				
8	<input type="checkbox"/>		y	8	блок-2		14				
9	<input type="checkbox"/>		y	9	блок-3		14				
10	<input type="checkbox"/>		y	10	блок-4		14				
11	<input type="checkbox"/>		y	11	блок-5		14				
12	<input type="checkbox"/>		y	12	блок-6		14				
13	<input type="checkbox"/>		y	13	КРУЭ		230				
14	<input type="checkbox"/>		y	14	Система		230				

Рисунок 14 – Узлы

Узлы/Несим/МД																	
Ветви/Несим/МД																	
Генератор/Несим																	
Состав/Несим																	
	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г	
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	7		Г1 - блок-1								
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	8		Г2 - блок-2								
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	9		Г3 - блок-3								
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	10		Г4 - блок-4								
5	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	5	11		Г5 - блок-5								
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	6	12		Г6 - блок-6								
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	13		блок-1 - КРУЭ	2,20	80,52						0,057
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	13		блок-2 - КРУЭ	2,20	80,52						0,057
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	9	13		блок-3 - КРУЭ	2,20	80,52						0,057
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	10	13		блок-4 - КРУЭ	2,20	80,52						0,057
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	11	13		блок-5 - КРУЭ	2,20	80,52						0,057
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	12	13		блок-6 - КРУЭ	2,20	80,52						0,057
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	13	14		КРУЭ - Система	3,63	13,80						
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	13	14		КРУЭ - Система	3,63	13,80						
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	13	14		КРУЭ - Система	3,63	13,80						
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	13	14		КРУЭ - Система	3,63	13,80						

Рисунок 15 – Ветви

Состав/Несим												
Узлы/Несим/МД												
Ветви/Несим/МД												
Генератор/Несим												
	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>		1	Г1	1	0,043	0,603	0,043	0,603	0,043	0,603	15,594
2			2	Г2	2	0,043	0,603	0,043	0,603	0,043	0,603	15,594
3			3	Г3	3	0,043	0,603	0,043	0,603	0,043	0,603	15,594
4			4	Г4	4	0,043	0,603	0,043	0,603	0,043	0,603	15,594
5			5	Г5	5	0,043	0,603	0,043	0,603	0,043	0,603	15,594
6			6	Г6	6	0,043	0,603	0,043	0,603	0,043	0,603	15,594
7			7	Система	14	32,090	352,667	32,090	352,667	32,090	352,667	230,000

Рисунок 16 – Генераторы

Состав/Несим × Узлы/Несим/МД × Ветви/Несим/МД × Генератор/Несим ×											
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	1					14,9899	-85,97

Рисунок 17 – Расчетная схема с точкой КЗ

Генератор/Несим × Состав/Несим ×											
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	13					12,0484	-88,30

Рисунок 18 – Состав для трехфазного КЗ

Генератор/Несим × Состав/Несим ×											
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		1ф	13					6,0019	-88,29

Рисунок 19 – Состав для однофазного КЗ

Таблица 18 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	14	6,00	15,27
3ф	14	12,04	30,64
3ф	1	14,98	3,799

4.5 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

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

$$I_{Г,раб \max} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (88)$$

$$I_{Г,раб \max} = 1,05 \cdot \frac{454,23}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,799 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(РУВН)}} = \frac{S_{\Gamma, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{НОМ}}} = \frac{75,7}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,180 \text{ кА}, \quad (89)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{454,23}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,29 \text{ кА}, \quad (90)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{454,23}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,39 \text{ кА}. \quad (91)$$

4.6 Выбор и проверка коммутационных аппаратов 220 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}}$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,max}}$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ. Сведем все в таблицу 19.

Таблица 19 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГМ-15	Разъединитель РВРЗ-20/8000 УЗ
$U_{\text{сети,НОМ}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 3799 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 11200 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 14,98 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.СКВ}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\Gamma, \text{СТ}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 38,13 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{Эл.СТ}} = 125 \text{ кА}$

Окончание таблицы 19

$W_{к.расч} = I_{н0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 20,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
---	--	--

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к

сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–20–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-1 представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3799 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-15. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-15 представлены в таблице 22.

Таблица 22– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 15 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

5.1 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора формула (80):

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{75700}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3167 \text{ А}, \quad (92)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора;
 $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока, формула (81):

$$I_{Г,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{НГ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{3167 \cdot 1}{3000/5} = 5,2 \text{ А}, \quad (93)$$

Для схемы возбуждения с ВГ:

Мощность генератора возбуждения формула (82):

$$S_{НОМ,ВГ1} = \frac{I_{НОМ,РОТ}}{1,2255} \cdot U_{НОМ,РОТ} = \frac{1115}{1,2255} \cdot 290 = 263 \text{ кВА} \quad (94)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 263 кВА.

$$I_{НОМ,2} = \frac{S_{НОМ,ВГ1}}{U_{НОМ,РОТ}} = \frac{263}{263} = 1000 \text{ А}$$

$$I_{НОМ,РОТ2} = \frac{I_{НОМ,2}}{K_{ТТ}} = \frac{1000}{2000/5} = 2,5 \text{ А}$$

Выбираем вспомогательный генератор –СТС-300-1250-2,5

Перечень защит основного оборудования

Генератор СВ-1343/140-96

Силовой трансформатор ТД- 80000/220/13,8

Линии электропередачи 220 кВ

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

На главном гидрогенераторе СВ-1343/140-96:

Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;

Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;

Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;

Защита от повышения напряжения;

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

Защита от симметричных перегрузок статора;

Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;

Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;

Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;

Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТД- 80000/220/13,8:

Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);

Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220кВ;

Резервная максимальная токовая защита;

Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;

Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

Реле тока охлаждения трансформатора блока;

Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;

На трансформаторе СН ГЭС:

Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий

Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению

Защита от перегрузки

Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 220кВ:

- Основные защиты:

дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

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

для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ предусматривается УРОВ 220кВ. Параметры гидрогенератора и трансформатора в таблицах 23,24.

Таблица 23 – Параметры гидрогенератора СВ-1343/140-96

Тип		
Номинальная мощность	полная	75,7 МВА
	активная	65 МВт
Номинальное напряжение		13,8
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
Частота		50 Гц
Частота вращения		62,5 об/мин
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
Номинальный ток статора		3167 А
Ток ротора при номинальной нагрузке		1115 А
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		290 В
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,65
	переходное $X'd$	0,29
	сверхпереходное $X''d$	0,24
Емкость обмотки статора		1,16 мкФ

Таблица 24 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-80000/220-У

Тип	ТДЦ-8000/220-У
Мощность номинальная	80 МВА
Номинальное напряжение	242 кВ
Напряжение короткого замыкания	10%
Группа соединений	Y_n/D

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 3167 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 3000/5$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{СР.0}}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима формула (83):

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (95)$$

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

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

Уставка выбирается из условия формула (84):

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (96)$$

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

$$I_{\text{СР.0}} = (0,15 - 0,2) \cdot I_{\text{Н}} \quad (97)$$

Принимаем уставку:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 475 \text{ А}. \quad (98)$$

2) Коэффициент торможения $K_{\text{Т}}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина $K_{\text{Т}}$ 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 формула (87):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (99)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H = 14911 \text{ А.} \quad (100)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по формуле (101):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,24} \cdot 3167 = 1491,1 \text{ А.} \quad (101)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad \text{где } I_T = I_{\text{МАКС}} \quad (102)$$

$$K_T > \frac{1491,1 \cdot 2}{1491,1} \quad (102)$$

$$K_T > 0,2, \quad (103)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (104)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (105)$$

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

На рисунке 20 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

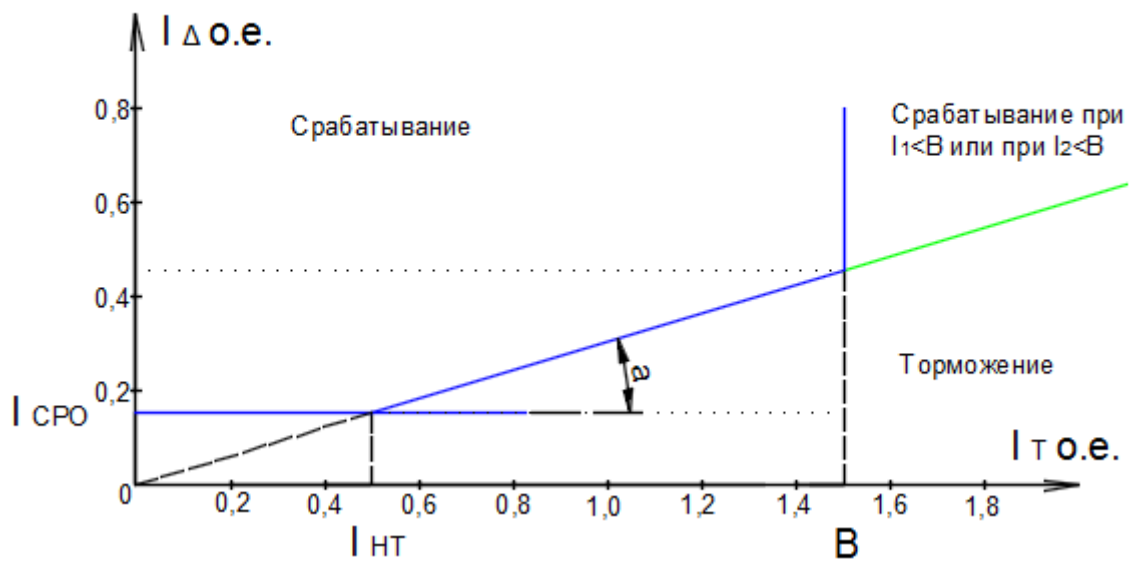


Рисунок 20 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85% 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.

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

C_{T} – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

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

СвГ – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
Исходные данные для расчета данного случая приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Исходные данные.

	10,5кВ	13,8кВ	15,75кВ
Сген, мкФ	0,7	0,9	1,1
СвГ, мкФ	0,25	0,35	0,45

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения формула (106):

$$C_{\Sigma} = C_{Г} + C_{Т} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,007 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (106)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ формула (107):

$$I_{C} = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 9,5 \text{ А.} \quad (107)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220кВ формула (108):

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{Т}(\mu_0)}{C_{Т}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (108)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$;

$C_{Т}(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_{Т}(\mu_0) = 0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$; Табличные данные для дальнейшего расчета в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные.

	121кВ	242кВ	525кВ
$C_{Т}(\mu_0)$, мкФ/фазу	0,010	0,012	0,015

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным формула (98):

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 43,82 \text{ кВ,} \quad (98)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220кВ формула (99):

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 218 \text{ В.} \quad (99)$$

Расчетное значение $U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 218 \text{ В}$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_{\text{H}}}{K_{\text{B}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (100)$$

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 218}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3} \quad (101)$$

$$U_{\text{CP}} \geq 1,44 \text{ В} \quad (102)$$

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

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

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

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с, которая действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс 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} :

$$X = \frac{1}{K_{\text{T}} + 2}. \quad (103)$$

При $K_{\text{T}} = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)

Защита от повышения напряжения имеет две ступени

Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается:

$$U_{\text{ср}2} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (104)$$

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

$U_{1>}$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

$$U_{\text{ср}1} = \frac{1,2 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (105)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_{\text{Н}}$.

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

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

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

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

$$I_{*2} = I_2/I_{\text{Н}}, \quad (106)$$

где I_2 — ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

$I_{\text{Н}}$ — номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (107)$$

где $A = 20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем, таблица 27.

Таблица 27 – Параметры, заданные заводом изготовителем.

	6,3кВ	10,5кВ	13,8кВ	15,75кВ
A	40	30	20	16
T _{макс} , сек	800	700	600	500

Защита следующие органы органов:

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

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (108)$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 700$ с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (109)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (110)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} \quad (111)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,13$:

$$t_{\text{доп}} = t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с} \quad (112)$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2} \quad (113)$$

$$A_{\text{ио}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}} \quad (114)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генератор

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	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 21

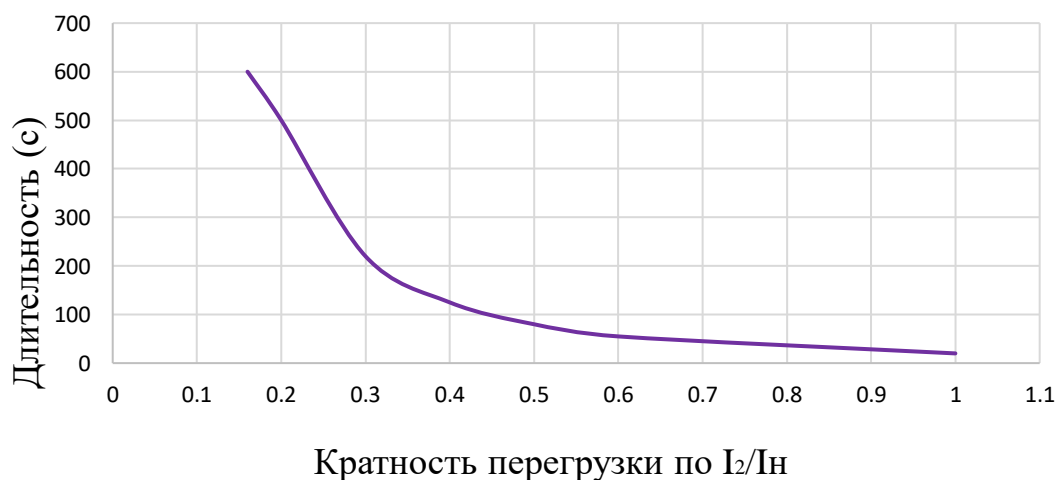


Рисунок 21 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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:

Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

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 при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$x_{d\text{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,24 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 73,8, \quad (115)$$

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

$$x_{2\text{ВН}} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,24 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 73,8 \quad (116)$$

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

$$I_{2\text{с.з.}*} = \frac{1}{1,1 (x_{d\text{ВН}}'' + x_{2\text{ВН}} + 2 \cdot x_{\text{T}})} = \frac{1}{1,1 (73,8 + 73,8 + 2 \cdot 0,09)} = 0,00016 \text{ о.е.}, \quad (117)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.*}^{(2)} = 2I_{2С.3.*} \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,00016 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,0056 \text{ о. е.} \quad (118)$$

x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2С.3.}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1 ((x_d'' + x_T + x_{л}) + (x_2 + x_T + x_{л}))} = \frac{0,0097}{K_{\text{ч}}} = 0,08 \text{ о. е.} \quad (119)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.}^* = 2I_{2С.3.}^* \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,008 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,24 \text{ о. е.} \quad (120)$$

ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания защиты равную 0,17.

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

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа формула (121):

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (121)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа формула (122):

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (122)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 29:

Таблица 29 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 22.

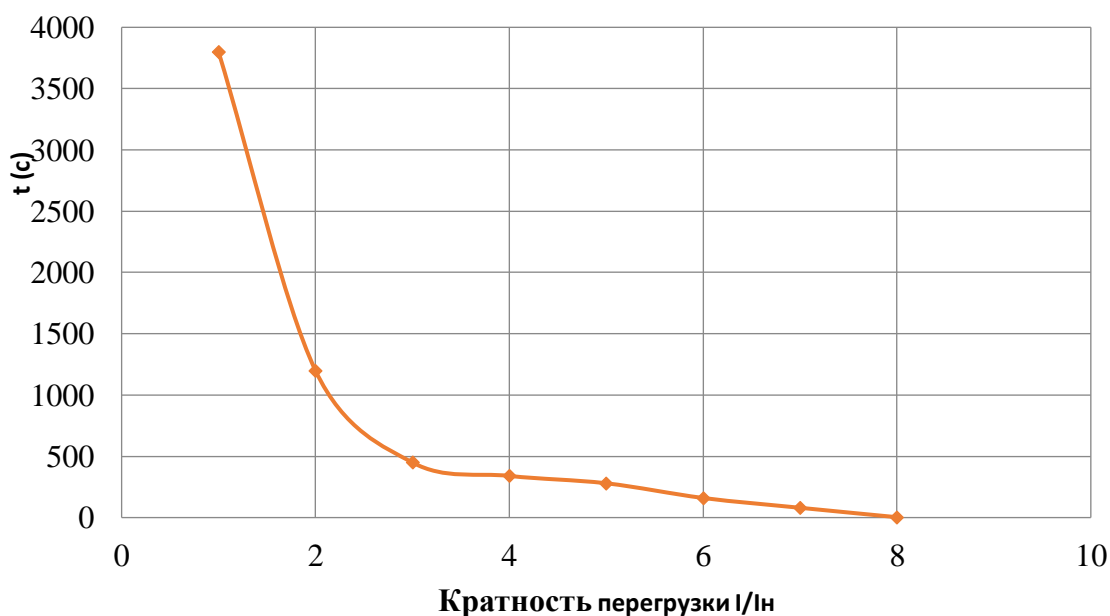


Рисунок 22 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ}, \quad (123)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$ Напряжение срабатывания принято равным формула (124):

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66,02 \text{ В}. \quad (124)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционных В, 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.

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

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

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

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 ВЛ220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 101,02 + \frac{0,8}{3} \cdot 13,54 = 84,42 \text{ Ом}, \quad (125)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{40} = 145,5 \text{ Ом}. \quad (126)$$

$$Z'_{1л} = \sqrt{(x_{уд} \cdot l)^2 + (r_{уд} \cdot l)^2} = \sqrt{(0,435 \cdot 100)^2 + (0,121 \cdot 100)^2} = 45,15 \quad (127)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{75,5}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{65}{242^2} \cdot 13,54 = 0,111 \quad (128)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,111 \cdot 2,5 = 0,27 \text{ Ом}, \quad (129)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{75,7} = 2,5$

Уставка будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_{Г}}{n_{Н}} = 0,111 \cdot \frac{4000}{\frac{5}{\frac{13,8}{0,1}}} = 0,64 \text{ Ом}. \quad (130)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,64 \text{ Ом}$.

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

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, $\Delta Z = 30 - 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1115} = 7,14 = 3 \text{ Ом} \quad (131)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.Х.}} - 0,95}{x_d} = 2,1, \quad (132)$$

где $I_{В.Х.Х.}$ – 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 $2,5 \cdot I_{НОМ}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,1} = 0,27 \text{ о. е.}, \quad (133)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,1} = 0,45 \quad (134)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 65^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{СЗП} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,45}{1,1} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (135)$$

$$Z_{СЗП} = Z_{П \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,409 \cdot \frac{13,8^2}{80} = 0,97 \text{ Ом.} \quad (136)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{СЗП} = \frac{Z_{С.З.П} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,97 \cdot 3000/5}{13800/100} = 4,34 \text{ Ом} \quad (137)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 4,34 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{СМ1} = 0,12 \cdot 0,9 = 0,108 \text{ Ом}$, $Z_{СМ2} = 0,12 \cdot 4,34 = 0,52 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 23.

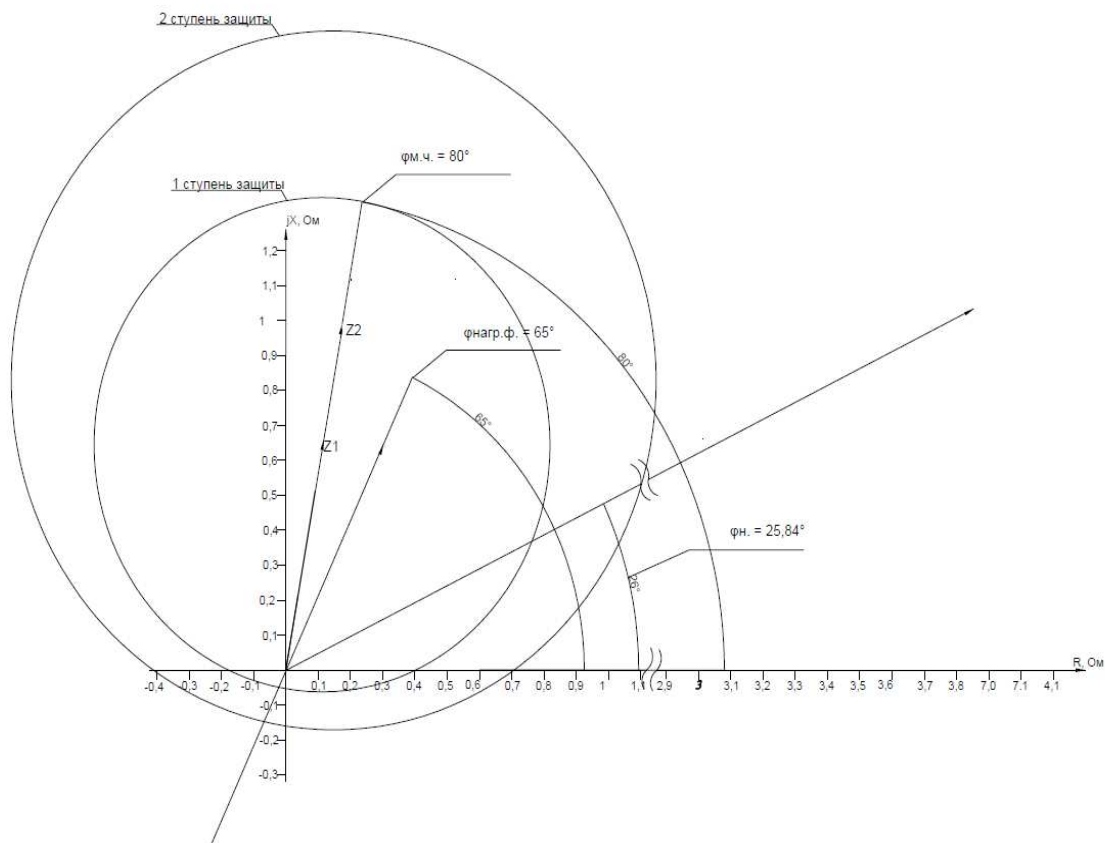


Рисунок - 23 Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 30,31.

Таблица 30 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительны е единицы	Именован ные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,47 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка нач. торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	1,5 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	4,7 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	$U_{0з}$	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступен ь	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 тупень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,22 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,538 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,23 \cdot I_H$	3,51 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,38 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,48 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,429 \cdot I_H$	4,84 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,1	0,27 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	5,74 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{p СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,87 А
		ПО	$I_{p ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,01 А
		Отсечка	$I_{p ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	9,97 А

Таблица 31 – Матрица отключений.

Защиты		Команды								
Наименование	Обозначение	Отключение ВЛ	Гашение поле	Останов турбин сброс АРЗ	Пуск СВПП I	Отключение В20 и ВТСН	Отключение МП	Предупредитель й сигнал		
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	+	+	+	+					
ЗЗГ	U_0	t_1						+		
		t_2	+	+	+					
	U_{03}	t	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+						
		2 ступень t_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО						+		
		ИО		+	+					
		ОТС I	t_1					+		
			t_2					+		
	t_3	+	+							
Защита от симметричных КЗ 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		+	+					

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка сооружений гидроузла

Проектируемый гидроузел расположен на реке Обь

В состав Новосибирского гидроузла входят:

- левобережная глухая бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- водосливная плотина с поверхностным водосбросом;
- глухая грунтовая плотина.

Класс основных гидротехнических сооружений назначается в соответствие по трем параметрам:

В зависимости от высоты (более 25 м) и типа грунтов основания (тип А) - Ш;

В зависимости от назначения и условий эксплуатации. Установленная мощность ГЭС – 430 МВт - II;

В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, которые могут пострадать от аварии – Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения (в НБ находится город миллионник - Новосибирск) – I.

В итоге, всему сооружению присваивается наивысший класс – I.

6.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГГП}$ принимают по формуле:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s \quad (138)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (139)$$

где $h_{run1\%}$ - высота наката волн расчетной обеспеченности 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый 0,8 м для I класса ГТС.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 24,6 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{24^2 \cdot 10500}{9,81 \cdot 24} = 0,06 \text{ м} \quad (140)$$

где k_w – коэффициент, рассчитываемый по формуле ниже;

V_w - расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

L – длина разгона воды, м;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha=0$);
 d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 24) \cdot 10^{-7} = 24,6 \cdot 10^{-7}, (141)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{113,5 - 92,0}{2} = 10,8 \text{ м} \quad (142)$$

Определить высоту волны 1% обеспеченности для основного случая:

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

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

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

Результаты приведены в таблице 32:

Таблица 32 – Определение средней высоты волны и среднего периода волны

$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 10500}{24^2} = 178,8$		$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8829$	
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,016$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,51$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,076$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,8$
$\bar{h} = \frac{0,016 \cdot 24^2}{9,81}$ $= 0,94 \text{ м}$	$\bar{T} = \frac{1,51 \cdot 24}{9,81}$ $= 3,6 \text{ с}$		

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,6^2}{2 \cdot 3,14} = 20,3 \text{ м}, \quad (143)$$

Проверяем, выполняется ли условие глубоководной зоны:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d$$

$$10,8 \text{ м} > 0,5 \cdot 20,3 \text{ м}$$

Определяют высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,94 \cdot 2,09 = 1,96 \text{ м}, \quad (144)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{V^2}$ (для глубоководной зоны).

Высоту наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,8 \cdot 1,96 = 4,4 \text{ м}, \quad (145)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНИП с учетом того, что откосы крепятся железобетонными плитами;

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент при коэффициенте откоса $ctg\varphi = 2$

$k_{run} = 1,8$ – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 10,9$ на глубокой воде.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 4,4 + 0,08 + 0,8 = 5,3 \text{ м} \quad (146)$$

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 113,5 + 5,3 = 118,8 \text{ м}. \quad (147)$$

Принимаем отметку гребня грунтовой плотины 118,8 м.

6.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p осн, который должен пропускаться, как правило, при НПУ. $Q_{ГЭС}$ – допустимый расход через гидроагрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6.

Расход, который необходимо пропустить через водосливной фронт основном случае:

$$Q_p = Q_{осн.max} - Q_{ГЭС}(n-1) - \frac{V_{пол}}{tc} = 8733 - 260,4 \cdot 5 - 282,9 = 7148,1 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (148)$$

где $V_{пол}$ – полезный объем водохранилища;

tc – время сработки (6 месяцев);

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (149)$$

где q_v - удельный расход на водосливе,

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (150)$$

где q_p - удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{нр} \cdot h_{нб}, \quad (151)$$

где $V_{нр}$ – не размывающая скорость для песчаника 5,0 м/с

$h_{нб}$ – глубина воды в НБ при $Q_{осн.мах}$ 0,1% – 5,2 м.

Таким образом:

$$q_p = 5 \cdot 5,2 = 26 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_v = 1,25 \cdot 26 = 32,5 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B = \frac{7148,1}{32,5} = 219,0 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому округляем B до 220 м. Стандартная ширина пролета b принимается в соответствии с тех. Регламентом. Принимаем $b=20$. В итоге: 11 пролета по 20м.

Толщина быка: Беру по Березинскому

Принимаем бык толщиной 3.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_b = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 20 \cdot 11 + (11 - 1) \cdot 3 = 250,0 \text{ м} \quad (152)$$

При количестве пролетов больше 6 учитываем вероятную невозможность открытия одного затвора и исключаем его из расчета. По этой причине добавляем ещё один пролет. Поэтому при расчете основного случая количество пролетов принимаем равным 11. Но для поверочного случая все пролеты участвуют в пропуске поверочного расхода, то есть число пролетов равно 12. Ширина водосливного фронта с дополнительным пролетом 250 м, с учетом быков:

$$B_{впов} = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 20 \cdot 12 + (12 - 1) \cdot 3 = 273,0 \text{ м} \quad (153)$$

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (154)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А, $m = 0,49$.

Таким образом:

$$H_{01} = \left(\frac{7148,1}{0,49 \cdot 220 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,07 \text{ м.} \quad (155)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_\Pi \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (156)$$

где σ_Π - коэффициент подтопления (принимается равным единице).

σ_ϕ - коэффициент формы (равный единице)

$\sigma_{сж}$ - коэффициент бокового сжатия

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b} \quad (157)$$

где $\xi = 0,45$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане.

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 6,07 \cdot 0,45}{20} = 0,97$$

Отсюда по формуле 156

$$H_{02} = \left(\frac{7148,1}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,97 \cdot 220 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,1 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (158)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$ коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot B}, \quad (159)$$

где $\nabla_{\text{НПУ}}$ и $\nabla_{\text{ДНА}}$ отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;
 B - полная ширина с учётом быков.

$$V_0 = \frac{7148,1}{(113,5 - 92,0) \cdot 250,0} = 1,32 \text{ м/с}.$$

Таким образом:

$$H = 6,1 - \frac{1,1 \cdot 1,32^2}{2 \cdot 9,81} = 6 \text{ м}$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, округляем до $H_{\text{ст}} = 6$ метров.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 113,5 - 6 = 107,5 \text{ м}. \quad (160)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6H_{\text{ст}} = 107,5 + 1,6 \cdot 6 = 117,1 \text{ м}. \quad (161)$$

Приравняем отметку ГБ к отметке ГПП=118,8 м, следовательно $\nabla_{\text{ГБ}}=118,8\text{м}$.

6.4 Расчет аварийного водосброса

При проектировании гидротехнических сооружений ГЭС следует предусмотреть мероприятия для безопасного сброса воды в нижний бьеф через водосбросные сооружения в зимний период в случаях невозможности пропуска воды через агрегаты (авария, ограничение выработки при отсутствии потребления и др.)

Донные отверстия предусматривают безопасный сброс воды в НБ в случаях невозможности пропуска воды через агрегаты.

Пропускная способность водосброса, предназначена для работы в зимний период, должна определяться из условия обеспечения сработки полезного объема водохранилища к началу весеннего половодья.

$$V_{\text{полезн}} = 4,4 \text{ км}^3 (4400000000 \text{ м}^3)$$

Время, за которое срабатывается водохранилище (6 месяцев).

$$Q_{\text{р.в}} = \frac{V_{\text{полезн}}}{t} = \frac{4400000000}{15552000} = 282,9 \text{ м}^3/\text{с} \quad (162)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{ВО}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}} \quad (163)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие;
 $H_{\text{ВО}}$ – напор над центром выходного отверстия;
 $\omega_{\text{ВО}}$ – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное двум. Тогда расход через одно водопропускное отверстие

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{р.в.}}}{2} = \frac{282,9}{2} = 141,45 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (164)$$

Для того, чтобы определить $H_{\text{ВО}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=3$ м, отметку нижней кромки 93,0 м. Тогда отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 93 + \frac{3}{2} = 94,5 \text{ м}, \quad (165)$$

Напор над центром выходного отверстия

$$H_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 113,5 - 94,5 = 19,0 \text{ м}, \quad (166)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}}} = \frac{141,45}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 19,0}} = 9,2 \text{ м}^2, \quad (167)$$

Так как высота отверстия 3 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{ВО}}}{h} = \frac{9,2}{3} = 3,1 \text{ м}, \quad (168)$$

Округлим до 3,5 м.

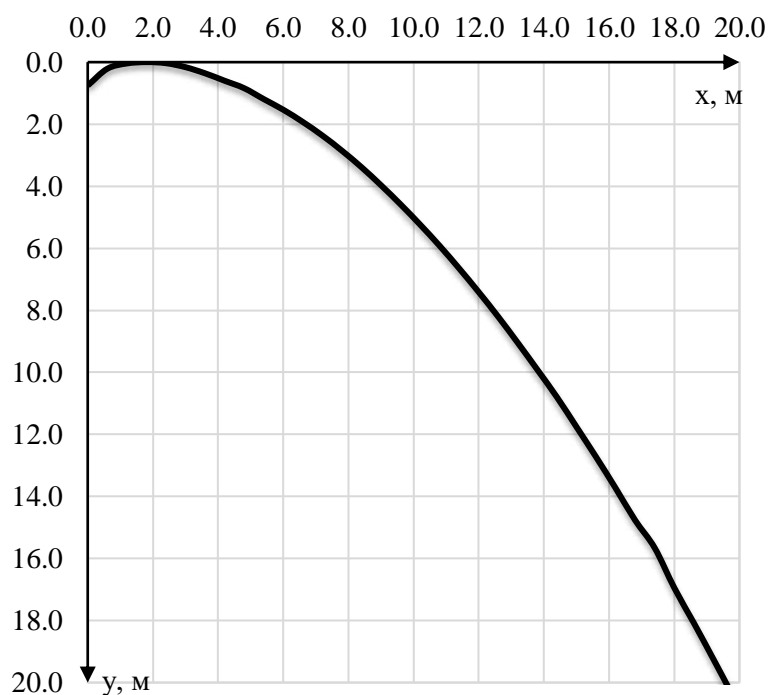
Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна $\omega_{\text{ВО}} = b \cdot h = 3,5 \cdot 3 = 10,5 \text{ м}^2$,

6.5 Построение профиля водосливной грани

Рассчитаем координаты оголовка водослива. Для получения действительных координат кривой необходимо умножить их на $H_{\text{ст}} = 6$ м. Расчеты сведены в таблицу 33. Сам оголовок строим на рисунке 24.

Таблица 33 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (Кригера-Офицера)

точки	x	y	точки	x	y
1	0	0,75	22	12,6	8,21
2	0,6	0,21	23	13,2	9,05
3	1,2	0,04	24	13,8	9,92
4	1,8	0,00	25	14,4	10,80
5	2,4	0,03	26	15	11,76
6	3	0,16	27	15,6	12,73
7	3,6	0,36	28	16,2	13,73
8	4,2	0,60	29	16,8	14,77
9	4,8	0,84	30	17,4	15,66
10	5,4	1,19	31	18	16,95
11	6	1,53	32	18,6	18,08
12	6,6	1,93	33	19,2	19,24
13	7,2	2,37	34	19,8	20,43
14	9,10	3,33	35	20,4	21,65
15	8,40	3,39	36	21,00	22,91
16	9,00	3,97	37	21,60	24,19
17	9,60	4,59	38	22,20	25,49
18	10,20	5,24	39	22,80	26,83
19	10,80	5,92	40	23,40	28,19
20	11,40	6,65			
21	12,00	7,41			



6.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом.

Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\cdot\delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 7148,1^2}{296^2 \cdot 9,81}} = 4,02 \text{ м}; \quad (169)$$

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

Определяем сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ}-\text{ДНО}-h'_c)}} = \frac{26,1}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(113,5-92,0-0)}} = 1,3 \text{ м}; \quad (170)$$

где $\varphi = 0,97 \div 1,00$ – коэффициент скорости в зависимости от условий истечения;
 q – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B+(n-1)\cdot\delta_6} = \frac{7148,1}{273} = 26,1 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (171)$$

$$h'_{c2} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ}-\text{ДНО}-h'_c)}} = \frac{26,1}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(113,5-92,0-1,4)}} = 1,35 \text{ м}. \quad (172)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c}\right)^3} - 1 \right) = \frac{1,35}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,02}{1,35}\right)^3} - 1 \right) = 9,2 \text{ м} \quad (173)$$

В данном случае сопряжение относится к типу отогнанного прыжка, так как $h''_c > h_{нб}$, при $h_{нб} = 5,2$ м.

Так как за плотиной должен быть затопленный прыжок, рассчитаем гасители.

6.7 Расчет водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определенная расчетом, не должна превышать 10%.

Первоначально, глубину колодца определяются по формуле:

$$d = \sigma \cdot h''_c - (h_{нб} + Z'), \quad (174)$$

где σ – коэффициент, увеличивающий глубину в колодце, что обеспечивает образование затопленного прыжка, $\sigma = 1,1$;

Z – перепад с водбойной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной d ;

$$Z = \left(\frac{q^2}{2g\varphi^2 h_{нб}^2} \right) - \frac{aq^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left(\frac{26,1^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,92^2 \cdot 5,2^2} \right) - \frac{1,1 \cdot 26,1^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 9,2)^2} = 1,14 \quad (175)$$

где φ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, зависящий от кромки уступа, принимается 0,92.

$$q = 24,1 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (176)$$

Глубина колодца:

$$d = 1,1 \cdot 9,2 - (5,2 + 1,14) = 3,78 \text{ м} \quad (177)$$

Находится полная удельная энергия во втором приближении:

$$E'_0 = C_H + H_{ст} + d = 15,5 + 6 + 3,78 = 25,28 \text{ м} \quad (178)$$

$$C_H = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна} = 107,5 - 92,0 = 21 \text{ м} \quad (179)$$

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{25,28}{4,02} = 6,3 \text{ м} \quad (180)$$

По графику М. Д. Чертоусова определяется $\xi_c = 0,31$ и $\xi''_c = 2,52$
Вычисляется сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,31 \cdot 4,02 = 1,24 \text{ м}. \quad (181)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,52 \cdot 4,02 = 10,13 \text{ м}. \quad (182)$$

$$Z = \left(\frac{q^2}{2g\varphi^2 h_{нб}^2} \right) - \frac{aq^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left(\frac{26,1^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,92^2 \cdot 5,2^2} \right) - \frac{1,1 \cdot 26,1^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 10,29)^2} = 1,21 \quad (183)$$

$$d = 1,1 \cdot 10,13 - (5,2 + 1,21) = 4,73 \text{ м} \quad (184)$$

Так как разница между глубинами колодца в третьем и втором приближениях составляет 18%, то выполним расчет в третьем приближении.

Находится полная удельная энергия в третьем приближении:

$$E'_0 = C_H + H_{ст} + d = 15,5 + 6 + 4,73 = 26,23 \text{ м} \quad (185)$$

$$\xi_0 = \frac{E' \rho_0}{h_{кр}} = \frac{26,23}{4,02} = 6,5 \text{ м} \quad (186)$$

По графику М. Д. Чертоусова определяется $\xi_c=0,29$ и $\xi''_c=2,44$
Вычисляется сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,29 \cdot 4,02 = 1,16 \text{ м.} \quad (187)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,44 \cdot 4,02 = 9,6 \text{ м.} \quad (188)$$

$$Z = \left(\frac{q^2}{2g\varphi^2 h_{нб}^2} \right) - \frac{aq^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \left(\frac{26,1^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,92^2 \cdot 5,2^2} \right) - \frac{1,1 \cdot 26,1^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 9,6)^2} = 1,2 \quad (189)$$

$$d = 1,1 \cdot 9,6 - (5,2 + 1,2) = 4,1 \text{ м} \quad (190)$$

Так как разница между глубинами колодца в третьем и втором приближениях составляет 10%, то глубина водобойного колодца $d=4,1$ м

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d = 92,0 - 4,1 = 86,6 \text{ м.} \quad (191)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителя:

$$l_B = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{пр} \quad (192)$$

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,6 - 1,16) = 42,7 \text{ м} \quad (193)$$

$$l_B = 0,76 \cdot l_{пр} = 0,76 \cdot 42,7 = 32,4 \text{ м} \quad (194)$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h'_{c1}} = 0,15 \cdot 20,1 \cdot \sqrt{1,3} = 3,5 \text{ м;} \quad (195)$$

$$V_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_B) \cdot h'_{c1}} = \frac{7148,1}{273 \cdot 1,3} = 20,1 \text{ м}^2/\text{с;} \quad (196)$$

6.8 Рисберма

Участок за водобоем, предназначенный для рассеивания потока. Устанавливается после водобойной плиты в три ряда в шахматном порядке.

Выполняется креплением бетонных плит длиной 10 м, шириной 10 м.

Конец участка рисбермы заканчивается зубом.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_p = 0,5 \cdot \delta_b = 0,5 \cdot 3,5 = 1,75 \text{ м.} \quad (197)$$

6.9 Конструирование плотины

6.9.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

При соотношении $\frac{B}{h_{пл}} = (0,6 \div 0,8)$ плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости плотины.

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - d - \delta_b = 92,0 - 4,1 - 3,5 = 84,4 \text{ м.} \quad (198)$$

Высота плотины:

$$h_{пл} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 113,5 - 84,4 = 29,1 \text{ м.} \quad (199)$$

Таким образом, ширина подошвы плотины равна:

$$B_{под} = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 29,1 = 20,37 \text{ м.} \quad (200)$$

6.9.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

Швы устраиваем для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины. Расстояние межсекционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании быть не более 30 м Швы для водосливной плотины устраиваем по оси быка.

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

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

$$B_{сек} = b + \delta_б = 20 + 3 = 23 \text{ м} \quad (201)$$

где b – пролет водосливного фронта;

$\delta_б$ – толщина разрезного быка

6.9.3 Быки

Быки предназначены для создания водосливных секций, для опоры плоских затворов (основного и ремонтного) и опоры для автодороги и подкрановых путей.

Головная часть быка в плане имеет обтекаемую, закругленную форму.

Толщина пазового перешейка должна быть больше 0,8 м, для разрезного быка это расстояние от паза до шва, принимаем 1 м. Пазы плоского рабочего затвора принимаем шириной 1 м и глубиной 1 м. Размеры пазов для ремонтного затвора принимаем шириной 0,5 м и глубиной паза 0,5 м. Расстояние между ремонтным и рабочими затворами принимаем исходя из условия выполнения ремонта 1 м.

Ширина гребня по быку включает

- автомобильную дорогу 8 м;
- подкрановые пути 6,2м.

6.9.4 Устои

На Новосибирской ГЭС проектируется два вида устоев: отдельный и сопрягающий.

Отдельный устой располагается между водосливной плотиной и зданием ГЭС, необходимый для разделения потоков воды, проходящих через ГА и водослив.

Сопрягающий устой предназначен для защиты грунтовой плотины.

6.9.5 Галереи в теле бетонной плотины

В теле бетонной плотины устраивают продольные галереи. Галереи для вертикального дренажа принимаем с минимальными размерами, обеспечивающими транспортирование оборудования. Размеры галереи 3х3м, отметка пола галереи $\nabla 86,4$ м.

Галерея, предусмотренная для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеет ширину 2,5 м, высоту 2,5м и находится на отметке: $\nabla 97,1$ м.

6.9.6 Конструирование элементов подземного контура плотины

6.9.6.1 Дренажные устройства

Для ограничения фильтрационного давления на плотину используется схема без цементационной завесы, с использованием вертикальных дренажных скважин.

Рассчитаем фильтрационный напор на дренажном устройстве:
определяем напор на дренаже (для I класса при основном сочетании нагрузок и воздействий отношение напора на дренаже и максимального напора равно 0,2):

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_{max} = 0,2 \cdot 20,5 = 4,1 \text{ м}; \quad (202)$$

где H_{max} – расчетный напор, равный:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ}(Q_{ВХК}) = 113,5 - 93,0 = 20,5 \text{ м}; \quad (203)$$

Дренаж в основании выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 2 м. Отвод фильтрационной воды в НБ осуществляется насосами.
Глубина скважин дренажа:

$$h_{др} = 0,5H_{max} = 0,5 \cdot 20,5 = 10,3 \text{ м}; \quad (204)$$

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$l_{др} = 0,15B = 0,15 \cdot 21,5 = 3,2 \text{ м}. \quad (205)$$

6.10 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.10.1 Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю – при НПУ и минимальном уровне нижнего бьефа (при пропуске минимального расхода по ВХК).

Сбор нагрузок производится на 1 погонный метр плотины.

6.10.2 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{317 \cdot 20 \cdot 24}{20 + 3} = 6615,6 \text{ кН/м}; \quad (206)$$

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

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_B \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{482 \cdot 3 \cdot 24}{20 + 3} = 1508 \text{ кН/м}; \quad (207)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f g} = 0,055 \cdot 164,0 \cdot \sqrt{164,0} \cdot 9,81 = 1132,0 \text{ кН} \quad (208)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = (115,2 - 107,5 + 0,5) \cdot 20 = 164,0 \text{ м}^2 \quad (208)$$

Приведем вес плоского затвора к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{1132,0}{20 + 3} = 49,2 \text{ кН/м} \quad (209)$$

6.10.3 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 29,1^2}{2} = 4153,6 \text{ кН}, \quad (210)$$

где, $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 113,5 - 84,4 = 29,1 \text{ м};$

- со стороны НБ:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 8,6^2}{2} = 362,8 \text{ кН}, \quad (211)$$

где, $h_2 = \nabla_{\text{УНБmin}} - \nabla_{\text{под}} = 93,0 - 84,4 = 8,6 \text{ м};$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_w; \quad (212)$$

$$W_3 = 18 \cdot 9,81 = 176,5 \text{ кН/м}.$$

где S – площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа, определяется при помощи программы AutoCAD.

$$W_1 = 179 \cdot 9,81 = 1755,9 \text{ кН/м.} \quad (213)$$

6.10.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = \gamma_{\text{в}} \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = 9,81 \cdot 26,58 \cdot (93,0 - 84,4) = 2242,3 \text{ кН/м} \quad (214)$$

6.10.5 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления, действующая на плотину:

$$W_{\text{ф}} = \gamma_{\text{w}} \cdot S_{\text{эп}} = 9,81 \cdot 152 = 1491,12 \text{ кН/м;} \quad (215)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в AutoCad;

6.10.6 Давление грунта

Давление наносов на в грань

$$P_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{22}{2} \right) = 5,39 \text{ кПа,} \quad (216)$$

где: $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов;

$\varphi_{\text{н}}$ – угол внутреннего трения наносов,

$\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии (11 кН/м³);

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{4,2 \cdot 1}{2} = 2,69 \text{ кН/м} \quad (217)$$

Боковое давление грунта, пригруженного слоем наносов:

$$P'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ = 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -101,02 \text{ кПа} \quad (218)$$

где $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, пригруженного наносами.

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

$$\begin{aligned} P''_{гр} &= (\gamma_n^{взв} \cdot h_n + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= (11 \cdot 1 + 13,4 \cdot 8,9) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -68,7 \text{ кПа} \end{aligned}$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0)\gamma_w = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 10 = 13,3 \text{ кН/м}^3; \quad (219)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта 19,5.

n_0 – пористость условиях естественной влажности грунта 0,38.

γ_w – удельный вес воды, 10 кН/м³

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_a = \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-101,02 - 68,7}{2} \cdot 8,9 = -756,5 \text{ кН/м} \quad (220)$$

Так как активное давление по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах оно учитываться не будет.

6.10.7 Волновое давление

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

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \gamma_B \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (221)$$

где, $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны;

h_0 – средняя высота волны;

\bar{T} = средний период волны;

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,96 \cdot \left(\frac{20,3}{3,14} + \frac{0,6}{2} \right) = 69,4 \text{ кН}. \quad (222)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,96^2}{20,3} = 0,6 \text{ м}; \quad (223)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{21,3}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,96 = 2,7 \text{ м} \quad (224)$$

6.10.8 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.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad результат представлен в таблице 35.

Таблица 35 – Сбор нагрузок

	Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила $\cdot \gamma_f$, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	Тв	1	→	3164,5	8,47	26787,49
2	Тн	1	←	362,8	1,70	-616,76
3	Gпл	0,95	↓	4242,7	4,95	-21001,37
4	Gб	0,95	↓	1227,4	4,75	-5824,01
5	Wволн	1	→	69,4	22,69	1574,34
6	Wз	1	↓	176,5	11,60	2047,40
7	qз	0,9	↓	44,3	4,07	-180,30
8	Ен	1,2	→	3,228	4,23	13,64
				$\Sigma N \downarrow \uparrow = 5690,9$		$\Sigma M = 2800,43$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6\Sigma M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{5690,9}{26,58} + \frac{6 \cdot 2800,43}{26,58^2} = -190,3 \text{ кПа}; \quad (225)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину относительно середины подошвы;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -190,3 \cdot 0 - 10 \cdot 30,4 \cdot (1 - 0) = \\ &= -304,0 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (226)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u –напор над расчетным сечением с ВБ (между отметкой НПУ и отметкой подошвы);

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 30,4 - 190,3) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (227)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -190,3 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 30,4 \cdot 0 = -190,3 \text{ кПа}; \quad (228)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 30,4 = -304,0 \text{ кПа}; \quad (229)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6\Sigma M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{5690,9}{26,58} - \frac{6 \cdot 2800}{26,58^2} = -237,8 \text{ кПа}; \quad (230)$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -237,8 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 9,9 \cdot (1 - 0,7^2) = -167,01 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (231)$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^t –напор над расчетным сечением со стороны НБ (между отметкой $\nabla_{\text{УНБ}_{\min}}$ и отметкой подошвы);

Касательное напряжение у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 9,9 - 237,8) \cdot 0,7 = 97,16 \text{ кПа}; \quad (232)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -237,8 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 9,9 \cdot 0,7^2 = -304,62 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (233)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 9,9 = -99 \text{ кПа}; \quad (234)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 36

Таблица 36 – Краевые напряжения

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок и воздействий			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-190,3	σ_y^t	-237,8
σ_x^u	-304,0	σ_x^t	-167,01
τ_{xy}^u	0,0	τ_{xy}^t	97,16,78
σ_1^u	-190,3	σ_1^t	-99,0
σ_3^u	-304,0	σ_3^t	-304,62

6.10.9 Критерии прочности плотины и ее основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b; \quad (235)$$

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

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая [6];

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t|}{\gamma_c} = 1,25 \cdot 0,9 \cdot 304,62 = 342,69 \text{ кН/м}^2; \quad (236)$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класса бетона [7] В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

Условия выполняется: $342,69 \leq 2800$;

На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^t < 0; \quad (237)$$

$$-237,8 \text{ кПа} < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (238)$$

$$190,3 \text{ кПа} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 30,4 ;$$

$$190,3 \text{ кПа} \geq 76,0 \quad (239)$$

6.10.10 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на не скальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е его сопротивлением сдвигу сооружения.

Делаем пересчет нагрузок с учетом плоского сдвига по подошве сооружения результат сведен в таблицу 37.

Таблица 37-Сбор нагрузок

	Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила $\cdot \gamma_f$, кН
1	W_1	1	→	4153,6
2	W_2	1	←	362,8
3	$G_{пл}$	0,95	↓	6284,82
4	$G_б$	0,95	↓	1432,6
5	$W_{взв}$	1	↑	2242,3
6	$W_ф$	1	↑	1422,45
7	$W_{волн}$	1	→	69,4
8	W_3	1	↓	176,5
9	q_3	0,9	↓	44,3
10	W_1	1	↓	1851,9
11	E_H	1,2	→	3,228
				$\Sigma N \downarrow \uparrow = 5960,79$

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$R = (G_{пл} + G_б + q_3 + W_3 + W_1 - W_ф - W_{взв}) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega = 5720,68 \text{ кН/м} \quad (240)$$

где c – сцепление скального грунта, кПа

$\omega = 21,5$; – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м

Сдвигающая сила:

$$F = T_в - T_н + W_{волн} + E_H = 4153,6 - 362,8 + 69,4 + 3,228 = 3863,4 \text{ кН/м} \quad (241)$$

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (242)$$

$$\frac{5720.68 \cdot 0,95}{3863,4 \cdot 1} \geq 1,25;$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, $\gamma_{lc} = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок.

Условие выполняется: $1,37 \geq 1,25$

7 Охрана труда. Мероприятия по противопожарной безопасности. Мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Общие сведения о районе строительства

Новосибирская ГЭС расположена на реке Обь. Река Обь - главная река бассейна протяженностью в пределах Новосибирской

области около 400 км. Общая водосборная площадь бассейна - 2 990 тыс. км², в т.ч. около 110 тыс. км² приходится на территорию Новосибирской области. Русло реки сложено в основном рыхлыми аллювиальными отложениями, изобилует многочисленными островами, перекатами, протоками. За последние годы происходят существенные вертикальные деформации русла. Новосибирское водохранилище расположено на р. Оби и представляет типично равнинный искусственный водоем общей площадью 1 070 км², полным объемом 8,8 км³, относится к крупнейшим водоемам области, длина его по затопленному руслу р. Обь от г. Камень-на-Оби Алтайского края до г. Новосибирска составляет 200 км, средняя ширина - 10 км, наибольшая - до 22 км.

Благодаря географическому положению, в Новосибирской области отмечается большое разнообразие растительности. Здесь произрастают более 1 300 видов высших споровых и семенных растений. Лесной фонд Новосибирской области представлен 11 преобладающими породами деревьев – кедр, сосна, ель, пихта, лиственница, береза, осина и др. Фауна области включает десять тысяч видов беспозвоночных и 475 видов позвоночных животных. В лесостепи встречается самый крупный паук нашей страны - тарантул. Самое крупное животное нашей фауны – лось, длина тела взрослого самца достигает трех метров, а вес 600 кг. Самый крупный хищник – бурый медведь, длина его тела бывает до двух метров. В пределах области медведи встречаются в северных лесах и лесах Салаирского кряжа.

В реках и озерах области водится 33 вида рыб. Самая крупная рыба – осетр сибирский, живущий в Оби и достигающий более 2 метров в длину.

В Новосибирской области отмечено 350 видов птиц из 764 видов, обитающих в

России. Это довольно много для 1 % территории Российской Федерации. Самая маленькая из птиц – желтоголовый королек, а самая большая – лебедь-шипун.

В Красную книгу Новосибирской области занесено 179 редких и исчезающих видов растений и грибов и 157 редких и исчезающих видов животных.

Охране природы в области с каждым годом уделяется все больше внимания.

Ежегодно памятниками природы признаются 3–5 новых объекта. К 2020 году должно появиться около ста особо охраняемых зон. В итоге из них сложится система территорий с мало затронутыми землями, растительным и животным миром, которая будет отражать и сохранять специфику природного облика Новосибирской области. Сегодня состояние окружающей среды на территории Новосибирской области определяется воздействием на нее как природных, так и техногенных факторов. Интенсивное хозяйственное освоение области приводит к возрастанию техногенной нагрузки на окружающую среду и сопровождается неблагоприятными последствиями. Вредные выбросы промышленных предприятий, автотранспорта загрязняют атмосферу, почву, воды, ухудшая здоровье людей, пагубно влияя на растительный и животный мир.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Новосибирского ГУ выполняются следующие виды работ:

- Выемка грунта и складирование;
- Отсыпка перемычек;
- Подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- Расчистка и планировка территории;
- Возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- Строительство основных сооружений;
- Строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- Создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- Подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- Образование и обращение с отходами;
- Опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;

- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Кумы в нижнем бьефе Новосибирской ГЭС;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления (подтопления), такие как поселок Пяозерский, Зареченск, берегообрушения должны быть предусмотрены:

- В зоне затопления и подтопления отсутствуют населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, а также памятники природы;
- Технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;
- Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1993 № 3907-93 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.
2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО, в проектах строительства водохранилищ.
3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.
4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.
- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.
- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым гравием.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные

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

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

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

- Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

- Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты

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

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

- Организация и проведение производственного экологического контроля

2. Санитарно-технические:

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

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

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

- Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

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

- Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

- Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;
- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

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

Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

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

На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

7.5 Основные мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации ГЭС

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Обь от сбросов Новосибирской ГЭС ниже по течению реки.

В первом поясе зоны санитарной охраны (ЗСО) не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта; Выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

7.6 Охрана труда Новосибирской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Новосибирской ГЭС следует считать: обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения обеспечения правил охраны труда на Новосибирской ГЭС должно выполняться следующее:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных(аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Новосибирской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники;

- на Новосибирской ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС

требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике.

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

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

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать их;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.5.013 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.5.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться

хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

7.7 Пожарная безопасность

7.7.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции. ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих уровень пожарной безопасности;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

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

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

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Подготовка работников включает в себя:

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

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

7.7.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода.

Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренажами, ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

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

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

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

7.7.3 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 с 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 вентилялей.

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.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике, приложение 42.

Таблица 42 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	390	390	390	390	390
Число часов использования установленной мощности	Часы	7250	7250	250	7250	7250
Выработка электроэнергии	МВт*ч	2827500	2827500	2827500	2827500	2827500
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	28275	28275	28275	28275	28275
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	2799255	2799255	2799255	2799255	2799255
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1175	1206	1235	1262	1289
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	3289,1	3375,9	3457,1	3532,7	3608,2
НДС к выручке	млн.руб	548	563	576	589	601

Из всех представленных в таблице показателей изменяются Тариф на электроэнергию и Выручка от реализации электроэнергии, из этого можно сделать вывод, увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,4	99,5
Прочие	274,2	106,8
Итого по ГЭС		206,3

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 44.

Таблице 44 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14
	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 45.

Таблица 45 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	5,2
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	3,6
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.00318тыс.руб/Мвт*ч	1,0
Итого		10,0

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	1059	1059	1059	1059	1059
Расходы на страхование, млн.руб.	125,8	125,8	125,8	125,8	125,8
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	206	206	206	206	206
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	109	102	92	79	66
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	10	10	10	10	10
Налог на воду, млн.руб.	16	16	16	16	16
Итого, млн.руб.	1521	1522	1517	1504	1491

Среди текущих затрат наибольшими являются амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты и расходы на страхование. Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 25).

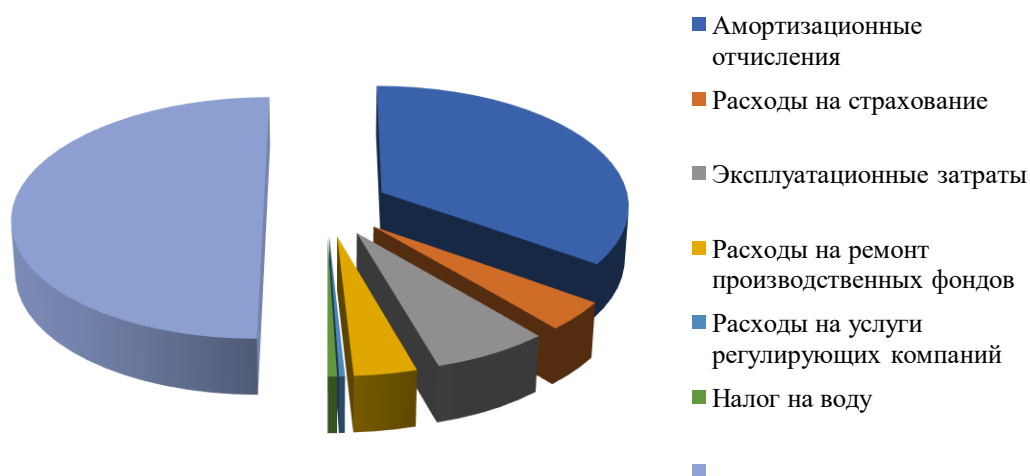


Рисунок 25– Структура текущих затраты по гидроузлу

Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20%;

НДС – 20%;

Взносы в социальные фонды – 34%;

Налог на имущество – 2,2%

Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 47.

Таблица 47– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Налог на прибыль, млн.руб.	395	431	469	485	505
НДС, млн.руб.	92	516	652	667	681
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	297	153	81	81	81
Налог на имущество, млн.руб.	206	189	174	151	127
Итого, млн.руб.	694	1138	1290	1304	1315

Годовая прибыль первые годы эксплуатации представлена в таблице 48.

Таблица 48 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	3455	3546	3631	3716	3795
Текущие расходы, млн.руб.	1522	1522	1517	1504	1492
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3439	3530	3615	3700	3779
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1985	2179	2326	2435	2537
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	397	436	465	487	507
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1588	1743	1861	1948	2030
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

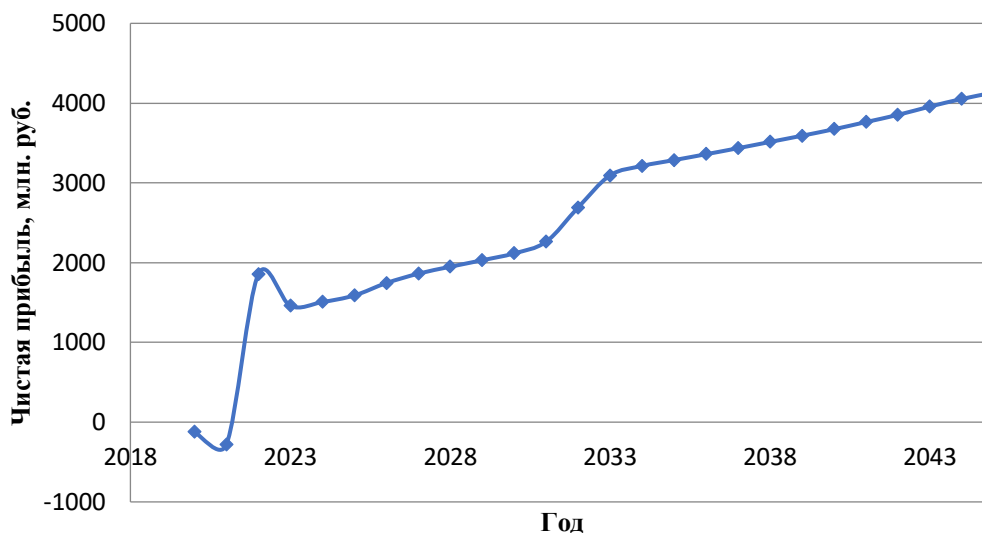


Рисунок 26 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

Анализ денежных потоков

На рисунке 27 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

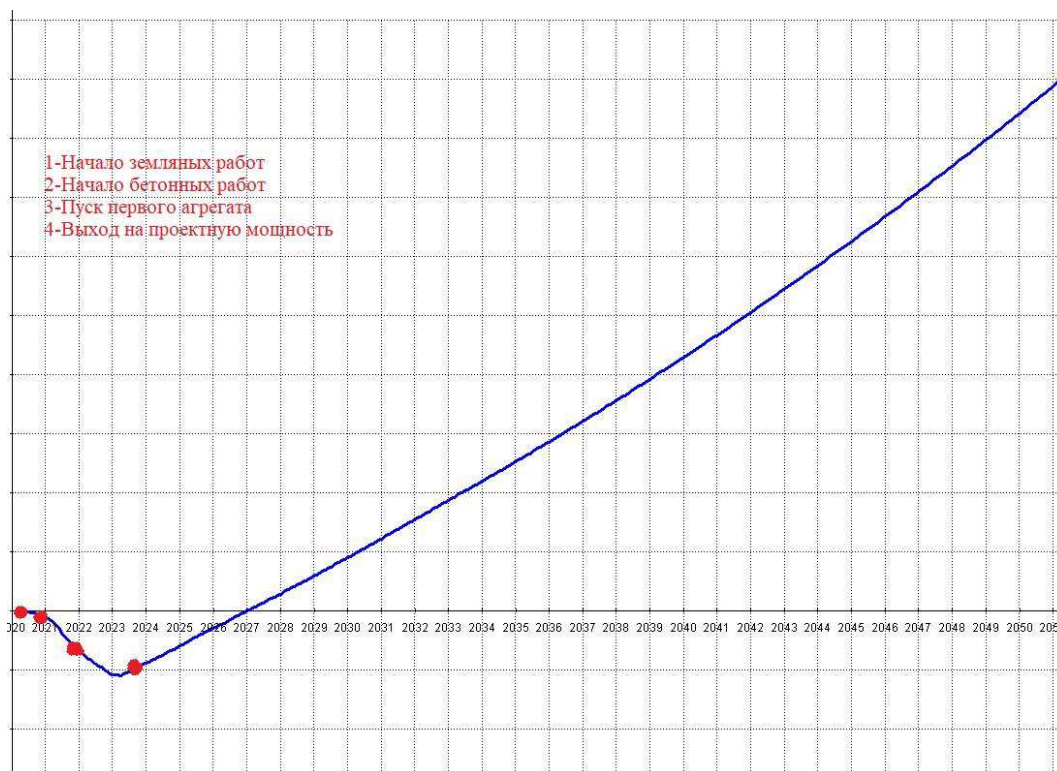


Рисунок 27 – График Cash-Flow

Строительный период составляет около 5 лет. Особенность графика связана с особенностью строительства средней ГЭС в труднодоступных районах(высокие удельные капиталовложения, большое время строительства), а

также высокие налоги приводят к снижению прибыли, что также оказывает негативное влияние.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

Чистый, дисконтированный доход

Индекс прибыльности

Срок окупаемости

И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для Новосибирской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 49.

Таблица 49 -Показатели эффективности реализации проекта «Новосибирской ГЭС на реке Обь»

Наименование	
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	84
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	10630
Индекс прибыльности – PI, руб.	2,16
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	22,53
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0.3
Удельные капиталовложения, руб/Квт	75468

Вывод: проект Новосибирской ГЭС на реке Обь является убыточным.

8.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 50.

Таблица 50 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн. Рублей	503	964	1132	1169	1204
В региональный бюджет, млн. Рублей	207	190	175	151	128
Итого налоговых поступлений, млн. Рублей	710	1154	1307	1320	1332

Вывод: в федеральный бюджет поступают налоги: НДС, налог на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды. В региональный – налог на имущество.

8.4 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 величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Объём сбыта;
- г) Ставки дисконтирования

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

На рисунке 28 изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов.

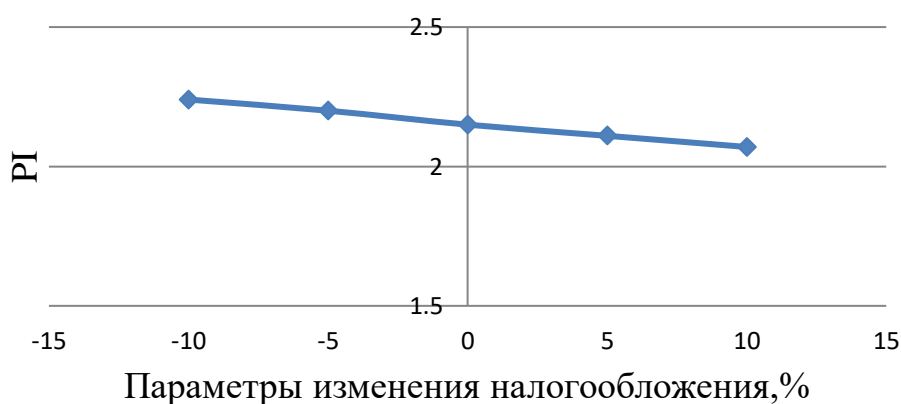


Рисунок 28-Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI .

На рисунке 29 сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

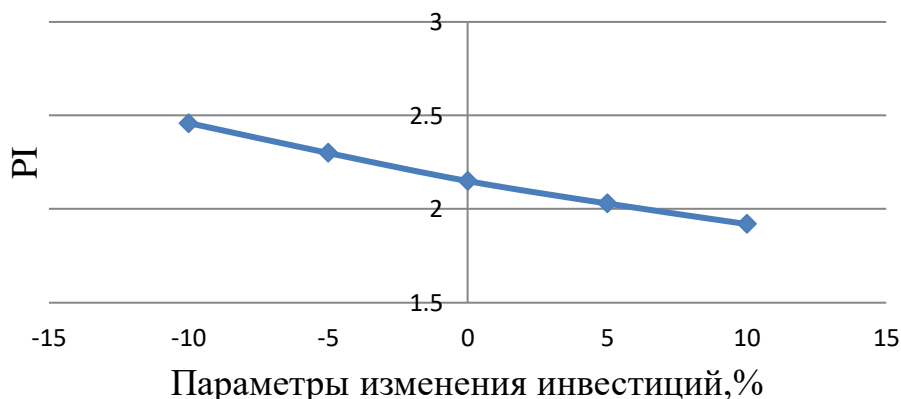


Рисунок 29-Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объём инвестиций- уменьшение величины PI .

На рисунке 30 сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций.

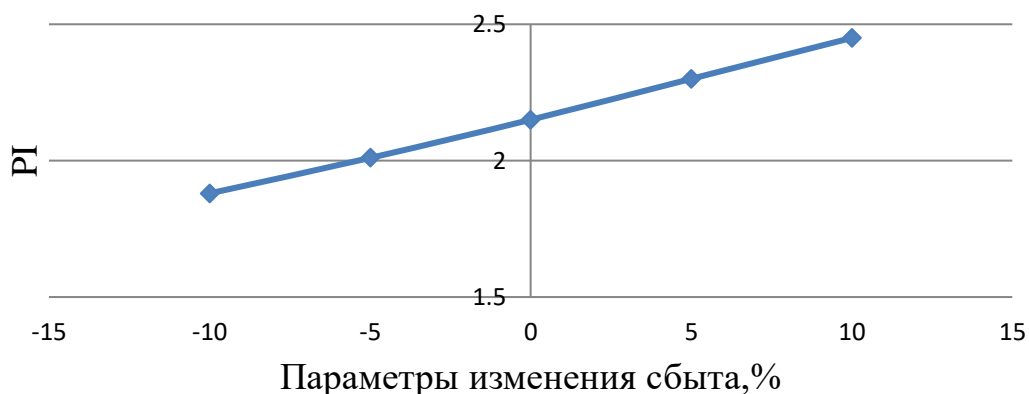


Рисунок 30-Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта
 Вывод: Увеличений цены сбыта –увеличение величины PI.

Таблица 51-Сумма PI от изменения ставки дисконтирования

Изменение ставки дисконтирования	0%	10%	20%
PI, руб	8,71	2,5	1,16

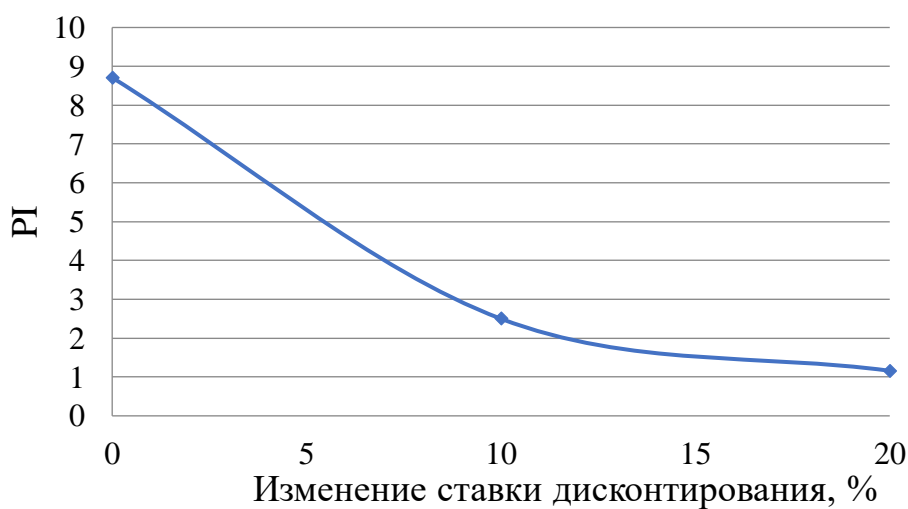


Рисунок 32 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования
 Вывод: Увеличение ставки дисконтирования–уменьшение величины PI.

9 Повышения эффективности работы ГЭС в условиях рынка электроэнергетики и мощности

Оптовый рынок электроэнергии и мощности функционирует в рамках Единой энергосистемы России. Участники оптового рынка – это крупные производители и покупатели электрической энергии, среди которых можно выделить гарантирующих поставщиков, энергосбытовые организации, а также конечных потребителей электроэнергии.

На оптовом рынке осуществляется торговля двумя различными товарами: электроэнергией и мощностью.

«Рынок на сутки вперед», на котором покупаются/продаются объёмы электроэнергии в объёме, запланированном за сутки до начала поставки.

Из основных статей дохода ГЭС является работа на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Стоимость выработки электроэнергии довольно низка по сравнению с другими участниками ОРЭМ, все должны соблюдать конкретные стандарты для поставки электроэнергии потребителю в случае не соблюдения требований могут быть как штрафные санкции в отношении генерирующего предприятия так и в отказе на прием заявок конкретного оборудования на РВС(Рынок на сутки вперед). По данной теме я решил рассмотреть порядок формирования заявок на ремонт оборудования, порядок определения готовности оборудования. И меры воздействия СО на нарушения.

9.1 Составление графиков ремонта оборудования

9.1.1 Порядок формирования годовых графиков ремонтов.

1. Утверждение сводных графиков ремонтов энергетического оборудования осуществляется на следующих уровнях диспетчерского управления: – ЦДУ – энергоблоки ТЭС и гидроагрегаты ГЭС и ГАЭС, энергоблоки АЭС; – ОДУ – остальные энергоблоки ТЭС, энергетическое оборудование ТЭС с поперечными связями и гидроагрегаты ГЭС и ГАЭС.

2. Формирование сводных графиков ремонтов энергетического оборудования на планируемый период осуществляется на каждом уровне диспетчерского управления (РДУ, ОДУ и ЦДУ) по соответствующей операционной зоне.

3. Ответственными за организацию работ в ОАО «СО ЕЭС» по разработке и утверждению графиков ремонтов энергетического оборудования, соблюдение сроков рассмотрения и передачи информации являются директор по развитию технологий диспетчерского управления ОДУ и ЦДУ и первые заместители директоров – главные диспетчеры РДУ.

4. Рассмотрение и утверждение годовых графиков ремонтов энергетического оборудования Организаций предусматривается в два этапа: – рассмотрение предварительных годовых графиков ремонтов оборудования до 1 июня года, предшествующего планируемому; – утверждение годовых графиков

ремонт энергетического оборудования не позднее 30 сентября года, предшествующего планируемому.

5. Организации не позднее 15 марта года предшествующего планируемому письмом за подписью технического руководителя или иного уполномоченного лица представляют на рассмотрение в РДУ: – предварительные предложения по включению оборудования в годовой график ремонтов основного энергетического оборудования (капитальный, средний, текущий); – предварительные годовые графики ремонтов общестанционного (вспомогательного) и электротехнического оборудования, связанных с ограничением мощности; – предварительный перечень работ по модернизации и техпереворужению, связанных со снижением мощности.

6. РДУ рассматривает предварительные годовые графики ремонтов энергетического оборудования электростанций, осуществляет анализ ожидаемых режимных условий в сроки проведения ремонтов, заявленных Организациями, формирует предложения по корректировке сроков ремонтов энергетического оборудования, находящегося в диспетчерском ведении РДУ.

7. РДУ не позднее 1 апреля года предшествующего планируемому представляет на рассмотрение в ОДУ предварительный годовой график ремонтов энергетического оборудования, предложения по корректировке сроков ремонтов с обоснованиями и предложения Организаций по предварительным годовым графикам ремонтов.

8. ОДУ рассматривает предварительные годовые графики ремонтов энергетического оборудования и определяет необходимость изменения сроков проведения ремонтов, заявленных Организациями, в зависимости от ожидаемых режимных условий. Устанавливаются следующие сроки рассмотрения структурными подразделениями и руководством ОДУ предварительных годовых графиков ремонтов энергетического оборудования: – структурные подразделения 1–10 апреля; – директор по управлению режимами – главный диспетчер не позднее 12 апреля; – директор по развитию технологий диспетчерского управления не позднее 13 апреля; – заместитель генерального директора не позднее 14 апреля.

9. ОДУ не позднее 15 апреля года, предшествующего планируемому, письмом за подписью директора по развитию технологий диспетчерского управления представляет на рассмотрение в ЦДУ предварительный годовой график ремонтов, разработанный с учетом корректировок, и предложения Организаций по предварительным годовым графикам ремонтов оборудования.

10. ЦДУ рассматривает предварительные годовые графики ремонтов энергетического оборудования (энергоблоков ТЭС, гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС и энергоблоков АЭС), определяет необходимость корректировки предложений Организаций по срокам проведения ремонтов в зависимости от ожидаемых режимных условий. Устанавливаются следующие сроки рассмотрения предварительных годовых графиков ремонтов энергетического оборудования структурными подразделениями ЦДУ: – Служба долгосрочного планирования энергетических режимов: 15– 25 апреля; – Служба электрических режимов: 26

апреля – 6 мая; – директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер: 7–11 мая; – директор по развитию технологий диспетчерского управления: 12–14 мая.

11. Рассмотренные предварительные годовые графики ремонтов энергетического оборудования, сформированные с учетом корректировок, доводятся ЦДУ до ОДУ в срок до 18 мая года предшествующего планируемому, ОДУ до РДУ – до 25 мая года предшествующего планируемому.

12. РДУ не позднее 1 июня года предшествующего планируемому письмом с соответствующими обоснованиями информируют Организации о необходимости внесения изменений в годовые графики ремонтов энергетического оборудования.

13. Предварительные годовые графики ремонтов оборудования учитываются при формировании Сводного прогнозного баланса производства и поставок электроэнергии (мощности) ЕЭС России по субъектам Российской Федерации (далее Сводный прогнозный баланс).

14. В случае непредставления Организациями предложений по предварительным годовым графикам ремонтов энергетического оборудования, в проекте Сводного прогнозного баланса ремонтное снижение мощности не учитывается.

15. Сроки рассмотрения предварительных годовых графиков ремонтов энергетического оборудования могут уточняться в зависимости от определенного ФСТ России графика прохождения документов для утверждения Сводного прогнозного баланса.

16. Организации не позднее 30 июля года предшествующего планируемому письмом за подписью технического руководителя или иного годовых и месячных графиков ремонтов ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ уполномоченного лица представляют в РДУ информацию для утверждения годовых графиков ремонтов энергетического оборудования с учетом замечаний ОАО «СО ЕЭС» по предварительным годовым графикам ремонтов энергетического оборудования.

17. РДУ рассматривают предложения Организаций по годовым графикам ремонтов энергетического оборудования не позднее 9 августа года предшествующего планируемому.

18. РДУ не позднее 10 августа года предшествующего планируемому представляет на рассмотрение в ОДУ предложения Организаций по годовым графикам ремонтов энергетического оборудования, сформированный на их основе проект годового графика ремонтов энергетического оборудования по операционной зоне РДУ, собственные предложения по корректировке сроков ремонтов энергетического оборудования, находящегося в ведении РДУ с учетом ожидаемых балансов электроэнергии и мощности по операционной зоне РДУ с соответствующими обоснованиями.

19. Устанавливаются следующие сроки рассмотрения годовых графиков ремонтов энергетического оборудования структурными подразделениями и руководством ОДУ: – структурные подразделения 10–31 августа; – директор по

управлению режимами – главный диспетчер 1–4 сентября; – директор по развитию технологий диспетчерского управления 5–7 сентября; – заместитель генерального директора не позднее 9 сентября.

20. ОДУ не позднее 10 сентября года предшествующего планируемому письмом за подписью директора по развитию технологий диспетчерского управления представляет в ЦДУ проекты годовых графиков ремонтов энергоблоков ТЭС, гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС и энергоблоков АЭС, сформированные по операционным зонам ОДУ и разработанные с учетом корректировок по системным условиям и с учетом ожидаемых балансов электроэнергии и мощности по операционной зоне ОДУ, и предложения Организаций по годовым графикам ремонтов.

21. ЦДУ рассматривает годовые графики ремонтов энергоблоков ТЭС, гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС и энергоблоков АЭС. Устанавливаются следующие сроки рассмотрения годовых графиков ремонтов энергетического оборудования структурными подразделениями и руководством ЦДУ: – Служба долгосрочного планирования энергетических режимов 10 – 20 сентября; – Служба электрических режимов 21–25 сентября; годовых и месячных графиков ремонтов ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ 10 – директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер не позднее 27 сентября; – директор по развитию технологий диспетчерского управления не позднее 28 сентября.

22. Годовые графики ремонтов энергетического оборудования не позднее 30 сентября года предшествующего планируемому утверждаются заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» и заместителями генеральных директоров ОДУ (по результатам утверждения графиков ремонтов в ЦДУ).

23. На основании утвержденных графиков ремонтов энергетического оборудования не позднее 10 октября года предшествующего планируемому заместитель генерального директора ОДУ согласовывает годовые графики ремонтов по каждой электростанции включающие ремонты основного и вспомогательного оборудования приводящего к снижению мощности.

24. Согласованные годовые графики ремонтов энергетического оборудования до 15 октября года предшествующего планируемому доводятся ОДУ до РДУ и РДУ до Организаций.

25. После 1 октября года предшествующего планируемому корректировки в годовых графиках ремонтов энергетического оборудования не производятся, все необходимые корректировки рассматриваются на стадии месячного планирования

9.1.2 Порядок формирования месячных графиков ремонтов энергетического оборудования

2.1. До 1 числа месяца, предшествующего планируемому, Организации письмом за подписью технического руководителя или иного уполномоченного лица представляют в РДУ предложения по месячному графику ремонтов

энергетического оборудования и ремонтов электротехнического оборудования электростанций, связанных со снижением располагаемой мощности (далее месячный график ремонтов энергетического оборудования), сформированные с учетом утвержденного годового графика ремонтов.

2.2. РДУ с учетом утвержденного годового графика ремонтов энергетического оборудования, предложений Организаций, представленных и формирует месячный график ремонтов энергетического оборудования, собственные предложения по корректировке сроков ремонтов энергетического оборудования, находящегося в ведении РДУ с учетом ожидаемых балансов электроэнергии и мощности по операционной зоне РДУ с соответствующими обоснованиями и представляет на рассмотрение в ОДУ не позднее 5 числа месяца, предшествующего планируемому. оборудованию и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ 11

2.3. ОДУ рассматривает месячный график ремонтов энергетического оборудования. Устанавливаются следующие сроки рассмотрения месячного графика ремонтов энергетического оборудования структурными подразделениями и руководством ОДУ: – структурные подразделения: 5–14 числа месяца, предшествующего планируемому; – директор по управлению режимами – главный диспетчер не позднее 16 числа месяца, предшествующего планируемому; – директор по развитию технологий диспетчерского управления не позднее 17 числа месяца, предшествующего планируемому.

2.4. ОДУ не позднее 18 числа месяца, предшествующего планируемому, письмом за подписью директора по развитию технологий диспетчерского управления представляет в ЦДУ месячный график ремонтов энергоблоков ТЭС, гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС, и энергоблоков АЭС, сформированный по операционной зоне ОДУ с учетом корректировок по системным условиям и ожидаемых балансов электроэнергии и мощности по операционной зоне ОДУ. Устанавливаются следующие сроки рассмотрения месячного графика ремонтов энергетического оборудования структурными подразделениями ЦДУ: – Служба долгосрочного планирования энергетических режимов: 18- 20 числа месяца, предшествующего планируемому; – Служба электрических режимов не позднее 21 числа месяца, предшествующего планируемому; – директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер не позднее 22 числа месяца, предшествующего планируемому; – директор по развитию технологий диспетчерского управления не позднее 23 числа месяца, предшествующего планируемому.

2.5. Месячный график ремонтов энергетического оборудования не позднее 24 числа месяца, предшествующего планируемому, утверждается заместителем Председателя Правления и заместителями генеральных директоров ОДУ (по результатам утверждения графиков ремонтов энергетического оборудования в ЦДУ).

2.6. Утвержденный месячный график ремонтов энергетического оборудования доводится до Организаций по схеме ЦДУ – ОДУ – РДУ до начала планируемого месяца.

2.7. При оформлении Организацией до начала планируемого месяца в установленном порядке заявки на продление (сокращение) разрешенного срока ремонта оборудования (за исключением аварийного ремонта) допускается внесение изменений в утвержденный месячный график ремонтов энергетического оборудования.

2.8. В случае непредставления Организациями предложений (п. 2.1), месячный график ремонтов энергетического оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ 12 формируется в соответствии с утвержденным годовым графиком ремонтов энергетического оборудования.

9.2 Порядок определения готовности генерирующего оборудования

Участники оптового рынка в соответствии с Техническими требованиями обязаны предоставлять СО актуальные паспортные данные по генерирующему оборудованию.

В случае изменения указанных в паспорте энергетического оборудования технических характеристик участники оптового рынка обязаны в течение 3 (трех) рабочих дней направить СО соответствующее уведомление, с приложением обосновывающих документов. Перечень документов, необходимых для подтверждения изменения установленной мощности, устанавливается *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

В целях подтверждения представленной участником оптового рынка информации по генерирующему оборудованию СО имеет право запросить соответствующие обосновывающие документы: паспортные данные, проектную документацию, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов изготовителей, заключения специализированных организаций и т.д.

В качестве значения установленной мощности генерирующего оборудования используется величина, зарегистрированная СО в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования.

В качестве значения минимальной и максимальной активной мощности генерирующего оборудования используются соответственно величины нижнего и верхнего предела регулировочного диапазона, представленные участником оптового рынка

В случае полного либо частичного непредставления участником оптового рынка данных по генерирующему оборудованию СО при формировании информации о выполнении требований, определяющих готовность генерирующего оборудования участников ОРЭМ к выработке электрической энергии должен использовать имеющуюся в его распоряжении информацию.

Предельный объем поставки мощности определяется в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и регистрируется СО в Реестре предельных объемов поставки мощности генерирующего оборудования.

Объемы фактически поставленной на оптовый рынок мощности определяются СО в отношении ГТП генерации участников оптового рынка, а в отношении объекта управления ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, имеющих объект управления типа ГЭС, ГАЭС или АЭС, покупателя определяются объемы мощности, учтенной на оптовом рынке.

Для целей подтверждения готовности генерирующего оборудования и определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, КО предоставляет СО следующие данные:

- Ценовые заявки на планирование объемов производства в отношении ГТП генерации, ГТП импорта или объекта управления, представленного генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой;
- Фактическую выработку электроэнергии электростанцией по данным автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета;
- Фактический собственный максимум потребления по ГТП потребления электростанции (группы электростанций);
- Максимально допустимые величины собственного максимума потребления на нужды генерации по ГТП потребления электростанции (группы электростанций) (далее – норматив собственных нужд).

9.3 Меры оперативного воздействия

При наличии существенных отклонений планового почасового потребления от фактического в отношении ГТП потребления применяются меры оперативного воздействия.

Для ГТП потребления поставщика:

если более чем в 180 часах в течение месяца плановое почасовое потребление отличается от фактического более чем на максимальную величину из 5 МВт·ч и 25 % – для отклонений вверх и (или) отклонений вниз;

Для прочих ГТП потребления (за исключением ГТП потребления ГАЭС):

если более чем в 200 часах в течение месяца плановое почасовое потребление

отличается от фактического более чем на макс. из 1 МВт*ч и

- 15% для ГТП ГП

- 50% для ГТП иных участников

то применяются меры оперативного воздействия в виде неприема заявки на РСВ в течение одного месяца и при проведении конкурентного отбора РСВ КО формирует по данной ГТП модельную ценопринимавшую заявку на объем

прогнозного потребления. НП «Совет рынка» уведомляет участника о применении данной меры оперативного воздействия не позднее, чем за 2 рабочих дня до начала месяца ее применения

9.4 Ремонт при аварийном отключении генератора.

Таблица 52 – Значения дельт, используемых для оплаты мощности

Регистрация снижения мощности	Коэффициент	Время работы регистрации и снижения мощности
$\Delta 6$	$K=1,9$	4 часа
$\Delta 4$	$K=1.25$	До окончания 2-х суток с момента отключения
$\Delta 2.2$	$K=1.075$	До включения в макет ВСВГО
$\Delta 2.1(120)$	$K=0,3$	5 суток(120часов)
$\Delta 2.1 \max$	$K=1.05$	До окончания ремонта

В таблице 52 указаны значения Дельт, используемых для оплаты мощности

Рассмотрим возможные потери ГЭС может понести в случае несогласованного снижения мощности на 15%.

При несогласованном снижении максимальной мощности в час поставки по $\Delta 6$, которой составляет:

$$VN_{\Delta 6} = N_{\text{уст}} \cdot K_{n\Delta 6} \cdot T/H = 80 \cdot 1,9 \cdot 4/720 = 0,844 \text{ МВт} \quad (245)$$

где T – количество часов, прошедшее с момента снижения нагрузки до момента подачи аварийной заявки и + 4 часа ;

$K_{n\Delta 6}$ – значения коэффициента в зависимости типа неготовности оборудования.

$$V_{\text{штрафа } \Delta 6} = VN_{\Delta 6} \cdot C_{\text{ком}} = 0,844 \cdot 230\,000 = 194\,222 \text{ рублей.} \quad (246)$$

После обнаружения неисправности подается заявка за 4 часа до фактического вывода оборудования. $\Delta 4$ будет идти до конца вторых суток.

$$VN_{\Delta 4} = N_{\text{сниж}} \cdot K_{n\Delta 4} \cdot T/H = 71 \cdot 1,25 \cdot 44/720 = 5,423 \text{ МВт}$$

$$V_{\text{штрафа } \Delta 4} = VN_{\Delta 4} \cdot C_{\text{ком}} = 5,423 \cdot 230\,000 = 1\,247\,290 \text{ рублей}$$

Далее если подали заявку на снижение в макет РСВ и до момента подачи в макет ВСВГО обязательно $\Delta 2.2_{\text{max}}$

$$VN_{\Delta 2.2_{\text{max}}} = N_{\text{сниж}} \cdot K_{\text{n}\Delta 2.2_{\text{max}}} \cdot T/H = 71 \cdot 1,075 \cdot 72/720 = 4,66 \text{ МВт}$$

$$V_{\text{штрафа } \Delta 2.2_{\text{max}}} = VN_{\Delta 2.2_{\text{max}}} \cdot C_{\text{ком}} = 4,66 \cdot 230\,000 = 1\,071\,800 \text{ рублей}$$

Далее в течении 120 часов идет $\Delta 2.1(120)$

$$VN_{\Delta 2.1(120)} = N_{\text{сниж}} \cdot K_{\text{n}\Delta 2.1} \cdot T/H = 71 \cdot 0,3 \cdot 120/720 = 3,55 \text{ МВт}$$

$$V_{\text{штрафа } \Delta 2.1(120)} = VN_{\Delta 2.1} \cdot C_{\text{ком}} = 3,55 \cdot 230\,000 = 816\,500 \text{ рублей}$$

И далее $\Delta 2.1$ идет до того момента пока ремонт не будет внесен в график ремонтов до конца второго месяца

Например, при несогласованном снижении максимальной мощности в час поставки будет идти $\Delta 6$ и если не успеть с подачей заявки на вывод оборудования, ГЭС может потерять часть своего возможного дохода, например $\Delta 6$ будет идти не 4 часа, а 5 то:

$$VN_{\Delta 6} = N_{\text{уст}} \cdot K_{\text{n}\Delta 6} \cdot T/H = 80 \cdot 1,9 \cdot 5/720 = 1,05 \text{ МВт}$$

$$V_{\text{штрафа } \Delta 6} = VN_{\Delta 6} \cdot C_{\text{ком}} = 1,05 \cdot 230\,000 = 241\,500 \text{ рублей.}$$

9.5 Непланный ремонт (продление ремонта не включено в месячное планирование)

Таблица 53 – Значения дельт, используемых для оплаты мощности

Регистрация снижения мощности	Коэффициент	Время работы регистрации и снижения мощности
$\Delta 1$	$K=0,02$	Срок. Заявленный в месячный график
$\Delta 2.1(120)$	$K=0.3$	5 сут.(120ч.) после окончания заявленного срока в месячном графике
$\Delta 2.1 \text{ max}$	$K=1.05$	До окончания ремонта

9.6 Длительность ремонта генератора в течение года.

Сюда входят все виды ремонтов, включая ВПР, за исключением аварийных ремонтов. Если с некоторого часа h календарного года u в отношении единицы генерирующего оборудования g совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного с СО, за календарный год $\sum T_{g,u}$,

превышает величину, соответствующую 180 суткам для генерирующего оборудования ГЭС, снижение мощности регистрируется по $\Delta 1.1$ с коэффициентом $=1$ от P расп.

9.7 Длительность ремонтов в течение 3-х лет.

Сюда входят все виды ремонтов, включая ВПР, за исключением аварийных ремонтов. Если за период, начинающийся с наиболее поздней из следующих дат: 1 января 2015 года и 1 января года, наступающего за 3 года до текущего года, до некоторого часа h календарного года u в отношении единицы генерирующего оборудования g совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного с СО в соответствии с п. 3.4.6.1 $\sum T_{g,u-n}$ настоящего Регламента, $n=0$ (при этом год $u-n$ не должен соответствовать году, наступившему ранее 2015 года), превышает величину, соответствующую 360 суткам для генерирующего оборудования ГЭС, снижение мощности регистрируется по $\Delta 1.2$ с коэффициентом $=1$ от P расп.

9.8 Основные факторы, влияющие на цену э/э на оптовом рынке

- Ценовые заявки поставщиков (технические параметры оборудования, стоимость топлива, режим работы ген. оборудования, удельных расход
 - топлива, потребление на собственные генерации, пр.)
 - Ценовые заявки покупателей на объемы планируемого потребления
 - Состав выбранного СО включенного генерирующего оборудования,
- В
- том числе, объем горячего резерва
- Параметры ген. оборудования: технологические минимумы (в том числе, по причине производства тепловой энергии), максимальная
- мощность, скорости сброса/набора нагрузки, пр.
- Топология сети
- Нагрузочные потери э/э
- Ограничения на перетоки э/э по контролируемым сечениям
- Оплата пусков ген. оборудования
- Перетоки между ценовыми и неценовыми зонами, а также экспортно-
 - импортные поставки электроэнергии

- Транзитный переток между ценовыми зонами
- Механизмы «сглаживания» равновесных цен
- Особые категории поставщиков, продающие э/э по тарифам

ГЭС предъявляются высокие требования для участия на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

Повышение экономической эффективности ГЭС на ОРЭМ, это быстрое исполнение регламентов в аварийных ситуациях, четкое принятие решений по внеплановым ремонтам оборудования и долгосрочное планирование ремонтов и модернизаций оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на реке Обь был спроектирован гидроузел. Основными нетривиальными решениями при проектировании Новосибирской ГЭС являются:

- выбор и обоснование размещения дублирующей мощности в размере 100 МВт;

- установка поворотно-лопастных диагональных турбин, позволившая расширить зону работы турбин с наибольшими значениями КПД, в сравнении с поворотно-лопастными турбинами;

- строительство носка-трамплина, как устройства гашения энергии потока, что позволило снизить стоимость строительства за счет исключения большого объема работ по выработке скального основания при возведении иных гасителей;

- для обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей главной схемой электрических соединений выбрана схема с двумя рабочими системами шин;

- так же для повышения надежности функционирования электростанции спроектирована система собственных нужд двух классов напряжения – 6/0,4 кВ с резервным питанием от ДГУ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГУ – гидроузел;
ОЭС – объединённая энергетическая система;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ИКН – интегральная кривая нагрузки;
НПУ – нормальный подпорный уровень;
УМО – уровень мёртвого объёма;
ВБ – верхний бьеф;
НБ – нижний бьеф;
КПД – коэффициент полезного действия;
ГТ – гидравлическая турбина;
ГГ – гидрогенератор;
ТЭС – теплоэлектростанция;
ГА – гидроагрегат;
ГУХ – главная универсальная характеристика гидротурбины;
РК – рабочее колесо гидроагрегата;
МНУ – маслonaпорная установка;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
КЗ – короткое замыкание;
ДЗ – дистанционная защита;
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;
ТТ – трансформатор тока;
ВГ – вспомогательный генератор;
АРЗ – аварийно-ремонтный затвор;
СВПТ – система водяного пожаротушения;
ТН – трансформатор напряжения;
ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
НН – низшее напряжение;
ВГГ – выключатель генераторный газовый;
ЗПН – защита от повышения напряжения;
ХХ – холостой ход;
СО – сигнальный орган;
ПО – пусковой орган;
ИО – интегральный орган;
ТО – токовая отсечка;
ВЛ – воздушная линия;
МШВ – между шинный выключатель;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ПМН – пуск по минимальному напряжению;
ЗЗГ – защита от замыканий в генераторе; ЕСУ
– Единые сценарные условия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин, К. Ю. Гидрология : методические указания к практическим занятиям / К. Ю. Мосин. – Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 48 с.
2. Кожемякин, В. Е. Введение в инженерную деятельность. Вычисление объёма водохранилища, построение кривых связи объёма и зеркала водохранилища от его уровня, построение зависимости расхода в створе реки от уровня в реке : методические указания к курсовому проектированию / В. Е. Кожемякин; под. ред. Е. Ю. Затеевой. - Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. – 36 с. 3. Сайт закупок: ПАО «РУСГИДРО» [сайт]. – М., 2017. – Режим доступа: <https://zakupki.rushydro.ru>
4. Федеральная служба государственной статистики [сайт]. – М., 2017. – Режим доступа: <https://www.gks.ru>
5. Александровский, А. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. – 176 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т. / Д.С. Щавелев; под. ред. Ю. С. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – Т.2. – 400 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ6 и ПУЭ-7. – Новосибирск : Норматика, 2018. – 462 с.
9. Руководящие указания по релейной защите. Защита генераторов, работающих на сборные шины. М.-Л., Госэнергоиздат, 1961. 68 с.
10. О классификации гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] Постановление правительства Российской Федерации от 2 ноября 2013 г. N 986 // Информационно-правовая система «Гарант». – Режим доступа: <http://ivo.garant.ru>
11. Лыбина, Т. А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н. П. Ульянова, В. Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки : СаяноШушенский филиал СФУ, 2016. – 64 с.
12. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М. : Минрегион России, 2012. – 82 с. 13. Гидротехнические сооружения (речные) : учебное пособие / Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин, В. В. Малаханов. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
14. Киселев, П. Г. Справочник по гидравлическим расчётам / П. Г. Киселёв. – М. : Энергия, 1974. – 312 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидрологические данные реки Обь

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Обь

Расходы в кубических метрах

№ позиции	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1	1911	458	429	403	2034	2945	2083	1679	1655	1437	1018	447	471	1255
2	1912	451	414	409	1820	3641	3380	1989	1843	1509	1437	657	514	1505
3	1913	484	449	437	1164	5319	3130	1767	1560	1061	896	534	503	1442
4	1914	430	407	384	1030	3970	4651	3868	1998	1651	1161	771	588	1743
5	1915	561	489	463	1044	6570	4472	2814	1933	1316	1310	930	584	1874
6	1916	516	487	451	2899	4151	4253	3448	2629	1900	1636	1107	599	2006
7	1917	617	548	499	2438	4592	3002	2589	1759	1103	986	536	503	1598
8	1918	484	395	433	2278	3334	2962	2009	1555	1360	1089	594	626	1427
9	1919	541	507	482	1596	6317	4622	2752	1942	1494	1366	743	572	1911
10	1920	573	507	481	1582	4518	3341	2880	2257	1288	1494	826	673	1702
11	1921	511	481	441	2199	3494	3395	2084	1415	1061	863	461	427	1402
12	1922	414	382	430	2104	2857	3070	2392	1864	1310	1124	514	435	1408
13	1923	428	409	355	1930	3391	2078	1355	1433	924	798	511	476	1174
14	1924	447	423	412	2045	3120	4002	2612	2215	2432	2169	1057	708	1803
15	1925	672	594	554	4089	6763	5582	3213	2577	1884	1225	586	617	2363
16	1926	557	512	581	2642	4256	3331	2724	1764	1266	1260	732	561	1682
17	1927	556	516	456	2356	4443	3385	2527	1620	1288	1117	529	538	1611
18	1928	496	458	464	1132	5499	4781	2037	1659	1373	1061	498	506	1664
19	1929	435	425	389	2137	3406	2372	1612	1305	928	861	516	486	1239
20	1930	432	417	400	1337	4516	3907	2835	2079	1303	1061	536	511	1611
21	1931	486	433	474	2451	3334	2971	1592	1375	977	874	511	448	1327
22	1932	444	429	402	1875	4572	4198	3898	1924	1636	1124	857	586	1829
23	1933	476	429	423	2140	3810	2693	1463	1271	1117	1175	623	514	1344
24	1934	407	385	385	2301	2923	3281	2781	1738	1792	1260	930	517	1558
25	1935	482	423	422	2614	3588	4874	2848	2186	1657	1423	1249	666	1869
26	1936	514	487	486	3041	4710	5367	4870	2895	1757	1473	972	598	2264
27	1937	467	461	461	2743	4222	3100	2766	1767	1323	968	588	507	1614
28	1938	456	447	441	1457	4535	4257	3546	2372	1920	1275	861	662	1852
29	1939	564	532	529	3984	3438	4309	2906	2465	1941	1480	787	686	1968
30	1940	574	541	541	3228	3508	3225	1624	1378	997	926	512	488	1462
31	1941	453	447	628	1474	3056	3573	1957	1478	1175	1039	1136	623	1420
32	1942	536	419	414	1157	4233	2410	2283	1624	1096	877	563	484	1341
33	1943	468	442	447	2189	4542	2687	1682	1171	1487	1260	709	596	1473
34	1944	507	504	463	2125	6072	5145	3333	1868	1175	904	561	493	1929
35	1945	435	412	424	1761	2772	2454	2044	2787	1721	1217	641	492	1430
36	1946	425	390	723	2757	3570	2679	1527	1303	1011	891	518	486	1357
37	1947	410	373	385	2131	7008	5966	3293	2003	1792	1829	950	609	2229
38	1948	517	473	498	3233	3559	4707	2696	2074	1622	1537	766	596	1857
39	1949	478	456	461	3067	4231	3676	2904	1648	1161	912	546	438	1665

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
40	1950	424	399	399	2797	3780	3154	2494	1745	1310	1146	816	588	1588
41	1951	498	456	452	3277	4233	4227	3479	2032	1323	1061	666	513	1851
42	1952	437	397	422	2793	2912	2536	1445	1137	1018	1395	584	457	1294
43	1953	422	398	398	2296	3192	4691	2664	1518	1047	1132	646	432	1570
44	1954	435	374	393	1885	3758	2997	2066	2210	1295	1502	672	499	1507
45	1955	459	423	433	3466	4184	3533	2027	1864	1473	1352	915	494	1719
46	1956	466	454	483	3356	3207	2734	1889	1823	1210	1032	707	482	1487
47	1957	496	456	467	1522	4537	3935	2186	1518	1509	1203	1063	666	1630
48	1958	512	452	466	1897	3018	3192	2181	1637	1260	998	706	581	1408
49	1959	456	429	418	2243	2958	2473	1959	1343	1161	1039	596	483	1296
50	1960	427	429	418	2451	2742	2757	1491	1520	992	1047	820	441	1295
40	1950	424	399	399	2797	3780	3154	2494	1745	1310	1146	816	588	1588

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

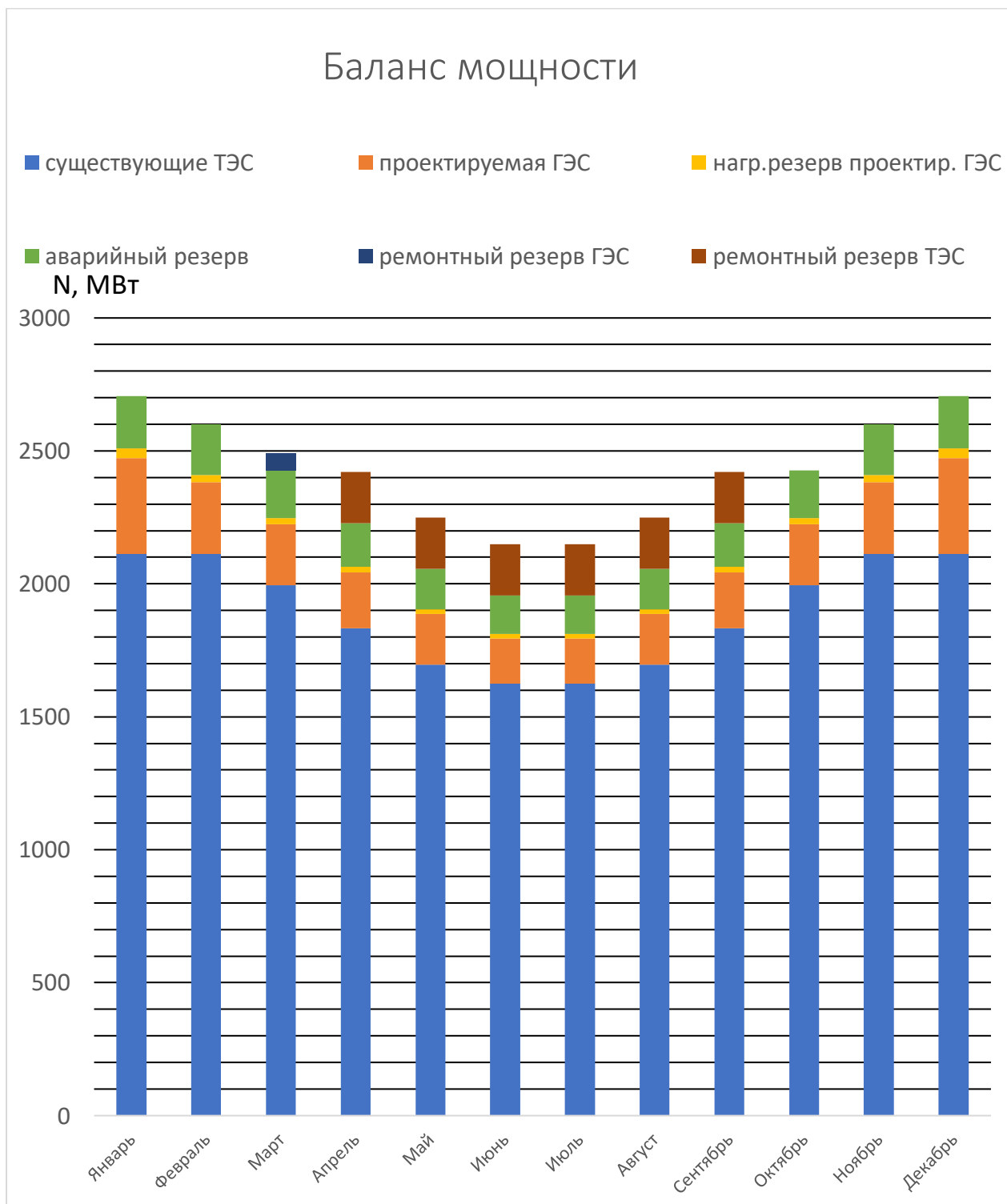
Таблица Б.1 – Потребление энергии ОДУ и РДУ

Часы	Зима		Лето	
	Р ОДУ, МВт	Р РДУ, МВт	Р ОДУ, МВт	Р РДУ, МВт
1	25870	2156	18898	1575
2	25623	2135	18494	1541
3	25488	2124	18266	1522
4	25528	2127	18098	1508
5	25715	2143	18206	1517
6	26437	2203	18635	1553
7	27492	2291	19287	1607
8	28276	2356	19991	1666
9	28861	2405	20819	1735
10	28872	2406	21287	1774
11	28708	2392	21398	1783
12	28729	2394	21334	1778
13	28825	2402	21159	1763
14	28746	2396	21163	1764
15	28768	2397	21072	1756
16	28895	2408	21029	1752
17	29282	2440	20865	1739
18	29826	2486	20821	1735
19	29683	2474	20835	1736
20	29299	2442	20755	1730
21	28615	2385	20909	1742
22	28002	2334	20982	1749
23	27398	2283	20506	1709
24	26699	2225	19737	1645

Таблица Б.2 - для расчета летних месяцев

лето					
Рран, МВт	ΔР, МВт	Δt, ч	ΔЭ, млн КВт·ч	кРсум, МВт	кЭ, млн КВт·ч
1783	5	1	0,005	2	0,002
1778	4	2	0,008	6	0,010
1774	10	3	0,031	16	0,041
1764	0	4	0,001	17	0,042
1763	7	5	0,036	24	0,078
1756	4	6	0,021	27	0,100
1752	4	7	0,027	31	0,127
1749	6	8	0,049	37	0,176
1742	4	9	0,033	41	0,209
1739	3	10	0,025	44	0,234
1736	1	11	0,013	45	0,247
1735	0	12	0,002	45	0,249
1735	5	13	0,069	50	0,318
1730	21	14	0,291	71	0,609
1709	43	15	0,644	114	1,252
1666	21	16	0,339	135	1,591
1645	38	17	0,638	173	2,229
1607	32	18	0,584	205	2,812
1575	22	19	0,416	227	3,229
1553	12	20	0,235	239	3,464
1541	19	21	0,399	258	3,863
1522	5	22	0,110	263	3,973
1517	9	23	0,207	272	4,180
1508	1468	24	35,227	1739	39,406

Таблица Б.3 - Баланс мощности



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Мощности

Таблица В.1 – Мощности

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P'_{\text{сист.}}$, МВт	2314	2231	2087	1921	1777	1693	1693	1777	1921	2087	2231	2314
$N_{\text{быт.}}$, МВт	67	63	63	309	406	333	267	189	167	152	92	76
$N_{\text{вхк.}}$, МВт	108	108	108	148	148	148	148	148	148	108	108	108
$\Sigma N_{\text{быт.}} - \Sigma N_{\text{вхк.}}$, МВт	-41	-44	-44	161	258	185	119	41	19	44	-16	-32

Таблица В.2 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Новосибирской ГЭС средневодный год

t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	QГЭС	QНб	QВХК	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн	Zк	Zсред	ZНб	H	Ngэс	Nгр
11	585	1	1060	0	1645	1646	700	8,8	2,75	6,05	113,50	111,83	112,66	96,72	15,94	227	229
12	472	1	2000	0	2472	2473	700	6,05	5,18	0,87	111,83	98,25	105,04	97,13	7,91	169	312
1	410	1		0	410	411	700	0,87	0,00	0,87	98,25	98,25	98,25	94,21	4,04	14	312
2	388	1		0	388	389	700	0,87	0,00	0,87	98,25	98,25	98,25	94,11	4,14	14	229
3	388	1		0	388	389	700	0,87	0,00	0,87	98,25	98,25	98,25	94,11	4,14	14	по ВХК
4	2240	1		0	2240	2241	1000	0,87	0,00	0,87	98,25	98,25	98,25	97,06	1,19	23	по ВХК
5	2957	1		0	2957	2958	1000	0,87	0,00	0,87	98,25	98,25	98,25	97,14	1,11	28	по ВХК
6	2422	1		0	2422	2423	1000	0,87	0,00	0,87	98,25	98,25	98,25	97,12	1,13	24	по ВХК
7	1918	1		0	1918	1919	1000	0,87	0,00	0,87	98,25	98,25	98,25	96,91	1,34	22	по ВХК
8	1315	1		0	1315	1316	1000	0,87	0,00	0,87	98,25	98,25	98,25	96,39	1,86	21	по ВХК
9	1148	1		0	1148	1149	1000	0,87	0,00	0,87	98,25	98,25	98,25	96,17	2,08	21	по ВХК
10	1032	1		0	1032	1033	700	0,87	0,00	0,87	98,25	98,25	98,25	95,98	2,27	20	по ВХК

Таблица В.3 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Новосибирской ГЭС средневодный год

t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
11	585	1	70	0	655	656	700	8,8	0,18	8,62	113,50	113,38	113,44	95,09	18,35	104	104
12	472	1	820	0	1292	1293	700	8,62	2,13	6,49	113,38	112,28	112,83	96,37	16,46	184	184
1	410	1	1010	0	1420	1421	700	6,49	2,62	3,88	112,28	110,64	111,46	96,51	14,95	184	184
2	388	1	450	0	838	839	700	3,88	1,17	2,71	110,64	109,23	109,94	95,58	14,36	104	104
3	388	1	311,00	0	699	700	700	2,71	0,81	1,90	109,23	107,43	108,33	95,22	13,11	79	по вхк
4	2240	1	-640	0	1600	1601	1000	1,90	-1,66	3,56	107,43	110,33	108,88	96,68	12,20	169	по вхк
5	2957	1	-1057	0	1900	1901	1000	3,56	-2,74	6,30	110,33	112,20	111,27	96,90	14,37	236	по вхк
6	2422	1	-601	0	1821	1822	1000	6,30	-1,56	7,86	112,20	112,89	112,55	96,85	15,70	248	по вхк
7	1918	1	-318	0	1600	1601	1000	7,86	-0,82	8,68	112,89	113,42	113,16	96,68	16,47	228	по вхк
8	1315	1	-45	0	1270	1271	1000	8,68	-0,12	8,80	113,42	113,51	113,46	96,34	17,13	188	по вхк
9	1148	1	0	0	1148	1149	1000	8,80	0,00	8,80	113,51	113,51	113,51	96,17	17,34	172	по вхк
10	1032	1	0	0	1032	1033	700	8,80	0,00	8,80	113,51	113,50	113,50	95,98	17,52	157	по вхк
			0								113,5	вверху нпу					

Таблица В.4 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Новосибирской ГЭС маловодный год

t, месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nrap
11	801	1	70	0	871	872	700	8,8	0,18	8,62	113,50	113,38	113,44	95,66	17,78	134	104
12	575	1	820	0	1395	1396	700	8,62	2,13	6,49	113,38	112,28	112,83	96,49	16,34	197	184
1	411	1	1010	0	1421	1422	700	6,49	2,62	3,88	112,28	110,64	111,46	96,51	14,95	184	184
2	386	1	450	0	836	837	700	3,88	1,17	2,71	110,64	109,23	109,94	95,58	14,36	104	104
3	386	1	311,00	0	697	698	700	2,71	0,81	1,90	109,23	107,43	108,33	95,21	13,12	79	по ВХК
4	2799	1	-640	0	2159	2160	1000	1,90	-1,66	3,56	107,43	110,33	108,88	97,03	11,85	222	по ВХК
5	3786	1	-1057	0	2729	2730	1000	3,56	-2,74	6,30	110,33	112,20	111,27	97,15	14,12	334	по ВХК
6	3109	1	-601	0	2508	2509	1000	6,30	-1,56	7,86	112,20	112,89	112,55	97,13	15,41	335	по ВХК
7	2458	1	-318	0	2140	2141	1000	7,86	-0,82	8,68	112,89	113,42	113,16	97,02	16,13	299	по ВХК
8	1720	1	-45	0	1675	1676	1000	8,68	-0,12	8,80	113,42	113,51	113,46	96,74	16,72	243	по ВХК
9	1292	1	0	0	1292	1293	1000	8,80	0,00	8,80	113,51	113,51	113,51	96,37	17,14	192	по ВХК
10	1135	1	0	0	1135	1136	700	8,80	0,00	8,80	113,51	113,50	113,50	96,15	17,35	171	по ВХК

Таблица В.5 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Новосибирской ГЭС маловодный год

t, месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nграп
11	801	1	70	0	871	872	700	8,8	0,18	8,62	113,50	113,38	113,44	95,66	17,78	134	104
12	575	1	820	0	1395	1396	700	8,62	2,13	6,49	113,38	112,28	112,83	96,49	16,34	197	184
1	411	1	1010	0	1421	1422	700	6,49	2,62	3,88	112,28	110,64	111,46	96,51	14,95	184	184
2	386	1	450	0	836	837	700	3,88	1,17	2,71	110,64	109,23	109,94	95,58	14,36	104	104
3	386	1	311,00	0	697	698	700	2,71	0,81	1,90	109,23	107,43	108,33	95,21	13,12	79	по ВХК
4	2799	1	-1000	0	1799	1800	1000	1,90	-2,59	4,49	107,43	111,17	109,30	96,83	12,47	194	по ВХК
5	3786	1	-903	0	2883	2884	1000	4,49	-2,34	6,84	111,17	112,42	111,79	97,14	14,65	366	по ВХК
6	3109	1	-501	0	2608	2609	1000	6,84	-1,30	8,13	112,42	113,05	112,74	97,15	15,59	352	по ВХК
7	2458	1	-212	0	2246	2247	1000	8,13	-0,55	8,68	113,05	113,42	113,24	97,07	16,17	315	по ВХК
8	1720	1	-45	0	1675	1676	1000	8,68	-0,12	8,80	113,42	113,51	113,46	96,74	16,72	243	по ВХК
9	1292	1	0	0	1292	1293	1000	8,80	0,00	8,80	113,51	113,51	113,51	96,37	17,14	192	по ВХК
10	1135	1	0	0	1135	1136	700	8,80	0,00	8,80	113,51	113,50	113,50	96,15	17,35	171	по ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Основное и вспомогательное оборудование

Данные для подбора типа гидравлической турбины и проектирования проточной части

Марка	Горизонтальные				Вертикальные							
	ПЛ110-ГК	ПЛ115-ГК	ПЛ120-ГК	ПЛ25-ГК	ПЛ120-В	ПЛ130а-В	ПЛ130б-В	ПЛ140а-В	ПЛ140б-В	ПЛ150-В	ПЛ160-В	ПЛ170-В
№ УХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$H_{пред.}$ м	10	15	20	25	20	30	30	40	40	50	60	70
$H_{мин}/H_{max}$	0.33	0.33	0.35	0.35	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
$Q_{1 опр.}$ об/м	150	145	155	150	146	126	130	125	123	116	116	106
$Q_{1 опр.}$ л/с	1800	1700	1580	1680	1160	890	1270	1020	1150	1000	1080	860
$\Pi_{1 опр.}$	0.924	0.916	0.918	0.912	0.920	0.912	0.911	0.913	0.904	0.916	0.913	0.902
$Q_{1 макс.}$ л/с	3250	3000	2750	2750	2000	1950	1900	1800	1700	1500	1500	1400
$\sigma(Q_{1 макс.})$	2.4	2.1	1.8	1.6	1.0	1.0	1.0	0.65	0.65	0.60	0.55	0.55
D_1 м	0.460	0.460	0.460	0.460	0.500	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460
$H_{мод.}$ м	3	3	3	3	10	4	8	4	4	12	12	4
$t_{мод.}$ °C	16	6	18	18	20	5	21	10	20	21	20	4

Марка	Диагональные						
	ПЛД50-В60°	ПЛД60-В60°	ПЛД70-В60°	ПЛД90-В45°	ПЛД115-В45°	ПЛД140-В45°	ПЛД170-В30°
№ УХ	13	14	15	16	17	18	19
$H_{пред.}$ м	50	60	70	90	115	140	170
$H_{мин}/H_{max}$	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
$Q_{1 опр.}$ об/м	113	111	107	85	83	80	80
$Q_{1 опр.}$ л/с	1100	1130	1020	820	830	800	650
$\Pi_{1 опр.}$	0.910	0.906	0.907	0.921	0.916	0.921	0.909
$Q_{1 макс.}$ л/с	1650	1600	1600	1300	1200	1100	1100
$\sigma(Q_{1 макс.})$	0.60	0.65	0.60	0.45	0.40	0.35	0.32
D_1 м	0.350	0.460	0.345	0.460	0.460	0.460	0.325
$H_{мод.}$ м	5	12	6	4	4	4	5
$t_{мод.}$ °C	16	20	7	16	9	7	16

Марка	Радиально - осевые										
	РО45 - В	РО75 - В	РО115-В	РО140-В	РО170а-В	РО170б-В	РО230а-В	РО230б-В	РО310-В	РО400-В	РО500-В
№ УХ	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$H_{пред.}$ м	45	75	115	140	170	170	230	230	310	400	500
$H_{мин}/H_{max}$	0.60	0.60	0.60	0.60	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.70	0.80
$Q_{1 опр.}$ об/м	82	83	75	73	68	69	66	69	64	65	66
$Q_{1 опр.}$ л/с	1200	1020	900	840	625	585	535	500	400	237	227
$\Pi_{1 опр.}$	0.921	0.920	0.927	0.927	0.923	0.928	0.927	0.926	0.928	0.908	0.907
$Q_{1 макс.}$ л/с	1430	1200	1080	980	780	670	640	580	500	310	280
$\sigma(Q_{1 макс.})$	0.23	0.13	0.15	0.15	0.07	0.12	0.085	0.065	0.075	0.04	0.04
D_1 м	0.460	0.460	0.5156	0.515	0.4355	0.5587	0.625	0.630	0.388	0.800	0.800
$H_{мод.}$ м	4	4	4	4	4	4	4	4	30	5	5
$t_{мод.}$ °C	8	20	2	16	7	4	8	7	20	19	19

Рисунок Г.1 – Основные параметры модельных реактивных гидротурбин

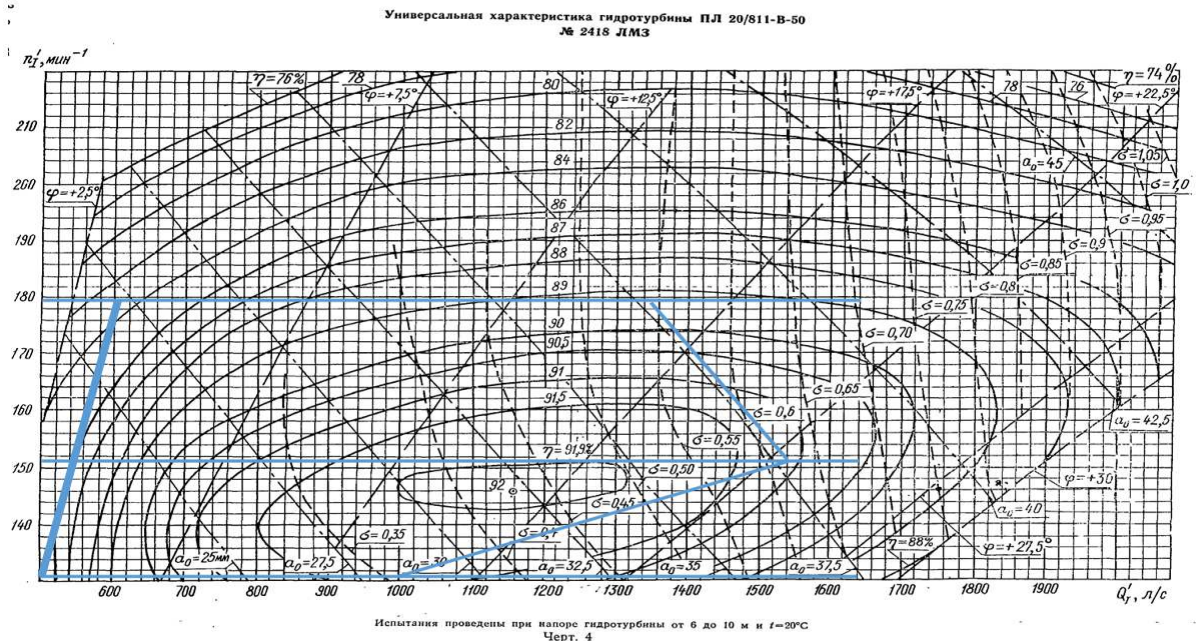
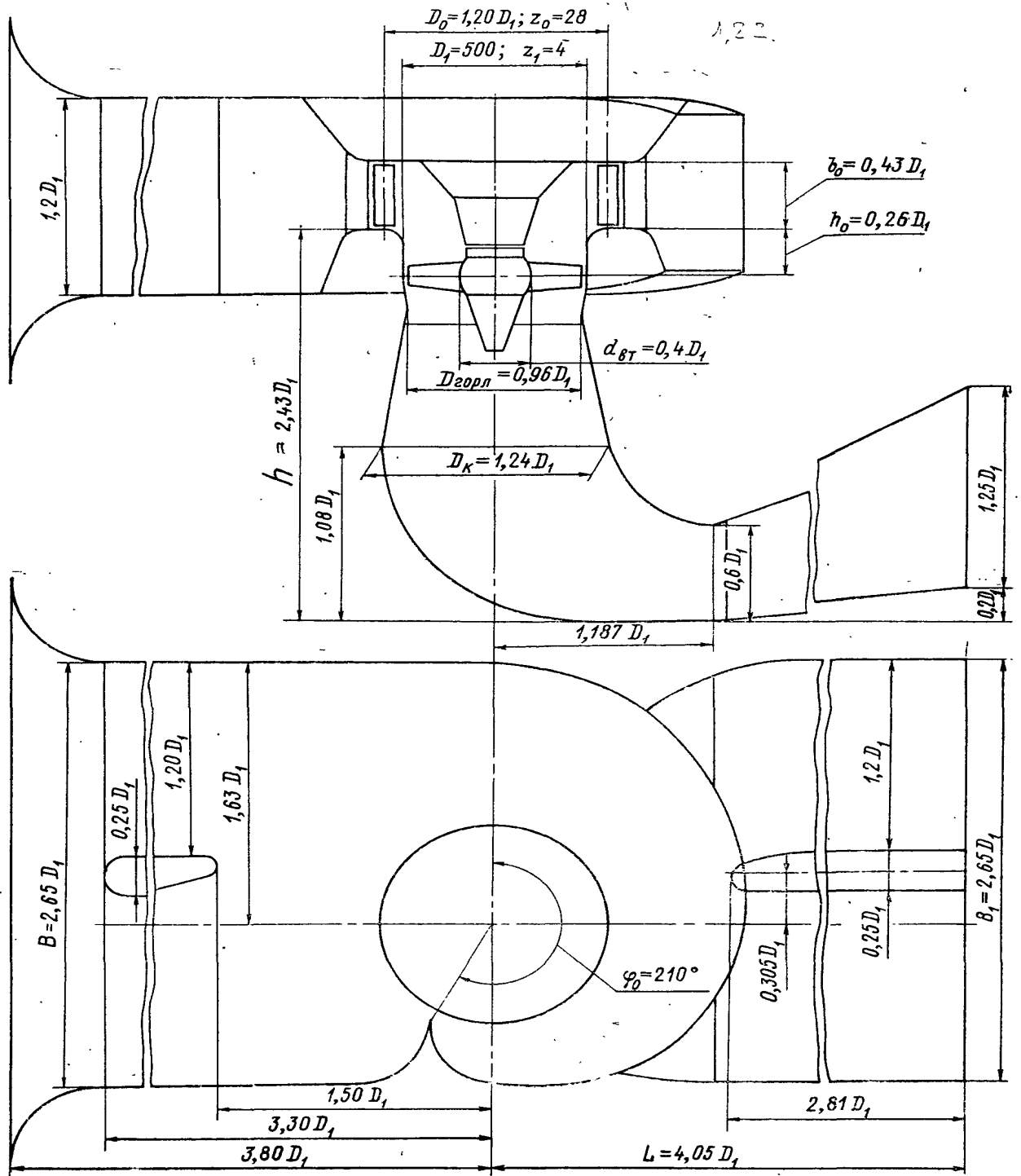


Рисунок Г.2 – Зоны работы гидротурбины ПЛ 20а-В с диаметрами 8,5

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 20/811-В-50 (к универсальной характеристике № 2418 ЛМЗ)



Черт. 3

Рисунок Г.1 – Схема проточной части турбины

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

Проектирование Новосибирской ГЭС на реке Обь.
тема

Повышение эффективности работы ГЭС в условиях рынка электроэнергии и
мощности

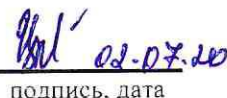
Руководитель


подпись, дата

должность, ученая степень

И.Ю.Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Н.Н.Цветков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по «Проектирование Новосибирской
ГЭС на реке Обь. Повышение эффективности работы ГЭС в условиях рынка
электроэнергии и мощности»

Консультанты по
разделам:

Водно–энергетические расчёты

ЗамД Затеева Е.Ю.
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Александр А.В.Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Хмуров А.А.Хмуров
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

А.В. А.В.Александров
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Вашков В.Б.Валеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.В. В.И.Татаркин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

А.В. Кадошников В.А.
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

В.В. Ланасов В.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Мам А.А.Чадина
подпись, дата инициалы, фамилия