

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись
« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИМАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ НИМАН.
СИСТЕМЫ СМАЗКИ И ОХЛАЖДЕНИЯ УЗЛОВ ГА, ОСНОВНЫЕ
УЗЛЫ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ**

Руководитель	_____	Доцент кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ	В.И. Татарников
	подпись, дата		
Выпускник	_____		А.В. Минх
	подпись, дата		

Саяногорск; Черёмушки 2021

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы по теме «Проектирование Ниманской ГЭС на реке Ниман. Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое
обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ НИМАНСКОЙ ГЭС.....	6
1 Общие сведения.....	8
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	8
1.2 Гидрологические данные	8
1.3 Инженерно-геологические изыскания	10
1.4 Сейсмическая обстановка	10
1.5 Энерго-экономическая характеристика района строительства.....	10
2 Водно-энергетические расчеты	11
2.1 Исходные данные	11
2.2 Кривые обеспеченности стока	11
2.3 Выбор расчетного средневодного года (P=50%)	12
2.4 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)	13
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования	14
2.6 Режим работы ГЭС по условию маловодного года.....	17
2.7 Расчет резервов и определение установленной мощности.....	17
2.8 Режим работы ГЭС по условию средневодного года.....	19
3 Основное и вспомогательное оборудование	20
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегата.....	20
3.1.1 Построение режимного поля	20
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	21
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	24
3.4 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	25
3.4.1 Выбор типа серийного гидрогенератора	25
3.4.2 Выбор типа и размеров МНУ и регулятора частоты вращения.....	26
3.5 Определение геометрических размеров проточной части.....	26
4 Электрическая часть	30
4.1 Выбор главной схемы электрических присоединений	30
4.2 Выбор повышающего трансформатора с одиночным блоком	30
4.3 Выбор повышающего трансформатора с укрупненным блоком	31
4.4 Выбор трансформатора собственных нужд	33
4.5 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ	33
4.6 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭО	34
4.7 Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов	35
4.7.1 Расчет исходных данных	35
4.7.2 Внесение исходных данных и расчет токов короткого замыкания..	37
4.8 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	38
4.9 Выбор электрического оборудования на генераторном напряжении	39
4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей	39
4.9.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	40
4.9.3 Выбор параметров КРУЭ	40
5 Релейная защита и автоматика.....	42
5.1 Перечень защит блока генератор–трансформатор	42
5.2 Расчет номинальных токов	43

5.3	Расчет защит и выбор уставок	44
5.3.1	Продольная дифференциальная защита	44
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	46
5.3.3	Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	48
5.3.4	Защита обратной последовательности от несим.	49
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок($I1$).....	52
5.3.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$	54
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	57
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	58
5.5	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	59
6	Компоновка и сооружения ГУ	61
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта	61
6.1.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины	61
6.1.2	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	63
6.2	Гидравлические расчеты	63
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	63
6.2.2	Расчет аварийного водосброса	64
6.2.3	Определение отметки гребня водослива	65
6.2.4	Проверка на пропуск расчетного расхода.....	67
6.2.5	Построение оголовка водослива по Кригер–Офицерову.....	68
6.3	Расчет сопряжения потоков в НБ	69
6.3.1	Расчет носка трамплина и дальность отлета струи	70
6.4	Конструирование бетонной плотины.....	72
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	72
6.4.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	73
6.4.3	Быки.....	74
6.4.4	Устои	74
6.4.5	Определение ширины плотины по гребню	74
6.4.6	Галереи и дренаж в теле плотины	75
6.4.7	Расчет цементационной завесы и дренажа.....	75
6.5	Обоснование надежности плотины. Определение основных нагрузок	77
6.5.1	Вес сооружения.....	77
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	77
6.5.3	Равнодействующая взвешенного давления.....	78
6.5.4	Сила фильтрационного давления	78
6.5.5	Давление грунта	79
6.5.6	Волновое воздействие	80
6.6	Оценка прочности плотины	81
6.6.1	Определение напряжений	81
6.6.2	Критерии прочности плотины и ее основания.....	83
6.6.3	Основание устойчивости плотины.....	84
7	Мероприятия по охране окр. среды, пожарной безопасности и охране труда	86
7.1	Сведения о районе строительства	86
7.2	Мероприятия по охране окружающей среды в период строительства	87
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	87

7.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	88
7.5	Мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации	89
7.6	Безопасность гидротехнических сооружений.....	89
7.7	Противопожарная безопасность	90
7.8	Требования по охране труда	91
8	Технико–экономические показатели	93
8.1	Объемы пр–ва электроэнергии и расходы в период эксплуатации	93
8.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	93
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	93
8.1.3	Налоговые расходы.....	96
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	97
8.2.1	Анализ денежных потоков	98
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	98
8.3.1	Методология, исходные данные.....	98
8.3.2	Коммерческая эффективность	99
8.3.3	Бюджетная эффективность	100
8.4	Анализ чувствительности.....	100
9	Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения.....	102
9.1	Назначение и краткая характеристика.....	102
9.1.1	Подпятник.....	102
9.1.2	Турбинный подшипник	104
9.1.3	Генераторный подшипник	106
9.1.4	Система технического водоснабжения (ТВС)	106
9.1.5	Расчет расходов необходимых для охлаждения.....	107
9.2	Сравнение турбинного подшипника на масляной и водяной смазке	107
9.3	Данные по Ниманской ГЭС	108
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	109
	ПРИЛОЖЕНИЯ А – Д	112–122

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

- Коэффициент мощности $k_N = 8,8$;
- Зимний коэффициент $k_3 = 0,7$;
- Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,5$ м;
- Нормальный подпорный уровень: $\nabla_{НПУ} = 360$ м;
- Зависимость отметок нижнего бьефа для летнего и зимнего периодов от расходов и отметки верхнего бьефа от объема водохранилища (Рисунок 1.1 – 1.2);
- Требования участков ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Фильтрация, м3/с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение, м3/с	0	0	0	1	3	3	4	4	3	1	0	0
Льдообразование, м3/с	3	3	3	3	-8	-13	0	0	0	3	3	3
Требования ВХК, м3/с	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
Сан.попуск, м3/с	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5

2.2 Кривые обеспеченности стока

Делим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу ($Q_n \geq Q_{cp.год}$). Тогда остальные месяцы составят маловодный период ($Q_m < Q_{cp.год}$).

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

где n – общее число членов ряда;

m – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке.

Далее вычисляем средние расходы за год, период межени и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и по формуле (2.1) вычисляем обеспеченности. Результаты изображены на рисунке 2.1.

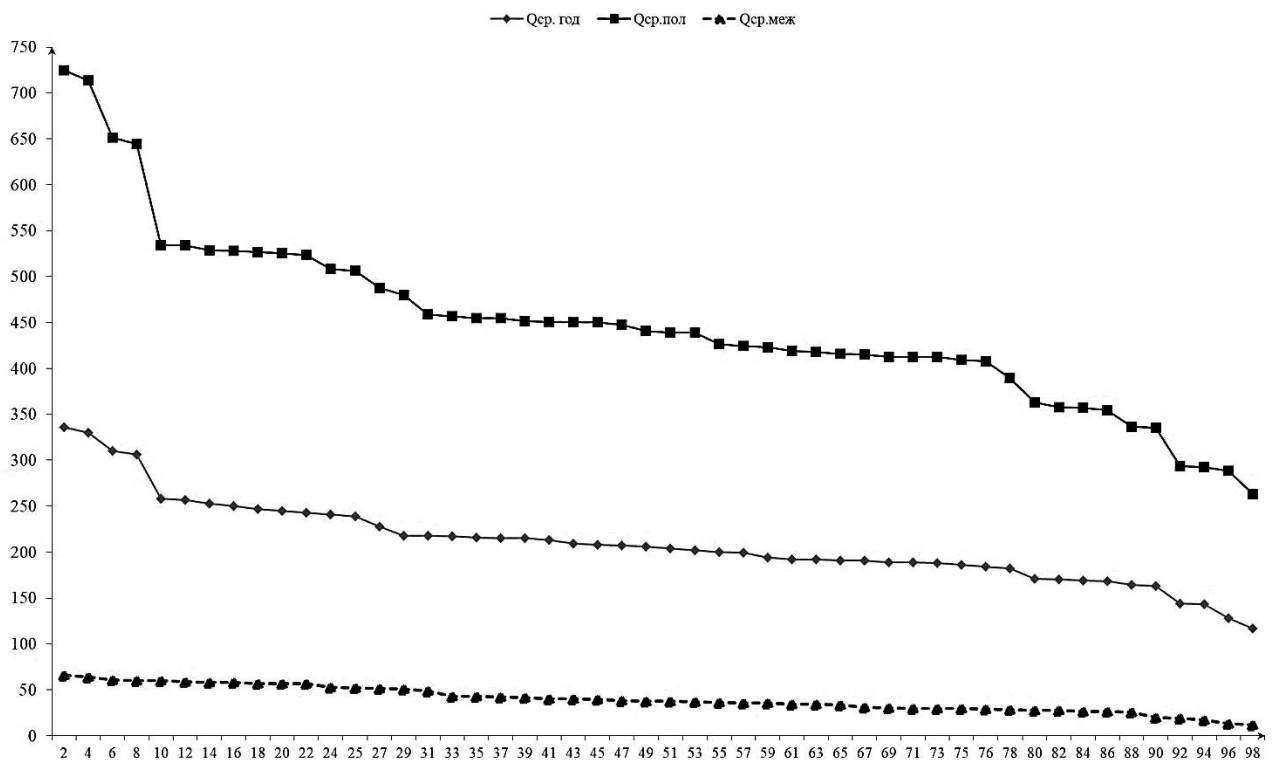


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.3 Выбор расчетного средневодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 2002 и 1973 г.г.

Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Среднеполоводное значение для 50% обеспеченности $Q_{п50\%базовое} = 440$ м³/сек – базовое значение.

Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности $Q_{м50\%базовое} = 37,5$ м³/сек.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

2002 год:

$$K_M = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 2002}} = \frac{37,5}{57} = 0,66, \quad (2.2)$$

$$K_P = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п 2002}} = \frac{440}{409} = 1,07 \quad (2.3)$$

1973 год:

$$K_M = \frac{Q_{M50\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1973}} = \frac{37,5}{58} = 0,65, \quad (2.4)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II50\% \text{ базовое}}}{Q_{II 1973}} = \frac{440}{413} = 1,07 \quad (2.5)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1973 г. Умножаем на полученные коэффициенты среднемесячные расходы: для месяцев, относящихся к половодью на коэффициент приведения 1,07, для месяцев, относящихся к межени на 0,65. (таблице 2.2).

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном средневодном году 1973 (P=50%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
Исходные	12,9	18	31	109	306	455	500	451,8	340	164	47	25	206
Привед-е	8,4	11,7	20,2	70,9	327,4	486,9	535,0	483,4	363,8	106,6	30,6	16,3	206

2.4 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности соответствует 2005 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{M 1968}}{Q_{M 2005}} = \frac{20}{41} = 0,49, \quad (2.6)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II 2005}}{Q_{II 2005}} = \frac{335}{335} = 1 \quad (2.7)$$

Корректировку значений этого года делать нельзя, очевидно, что это приведет к искажению среднегодового значения. В качестве расчетного маловодного года принимаем 2005 г. без корректировки. Данные по маловодному году представлены в таблице 2.3. Затем производится сравнение расходов средневодного и маловодного года (таблица 2.4).

Таблица 2.3 – Расходы в расчетном маловодном году 2005 (P=90%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
Исходные	17,7	21,7	22	54	250	348	403	377	299	115	36	18	163

Таблица 2.4 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1973	12,9	18	31	109	306	455	500	451,8	340	164	47	25
2005	17,7	21,7	22	54	250	348	403	377	299	115	36	18
Q50%-Q90%	-4,8	-3,7	9	55	56	107	97	74,8	41	49	11	7

В таблице 2.4 в месяцах I и II отрицательные значения расходов, требуется дополнительная корректировка (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года после корректировки

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1973	17,8	21,8	31	109	306	455	500	451,8	340	161	46,2	20,1
2005	17,7	21,7	22	54	250	348	403	377	299	115	36	18
Q50%-Q90%	0,1	0,1	9	55	56	107	97	74,8	41	46	10,2	2,1

По полученным данным строим гидрограф, представлен на рисунке 2.2:

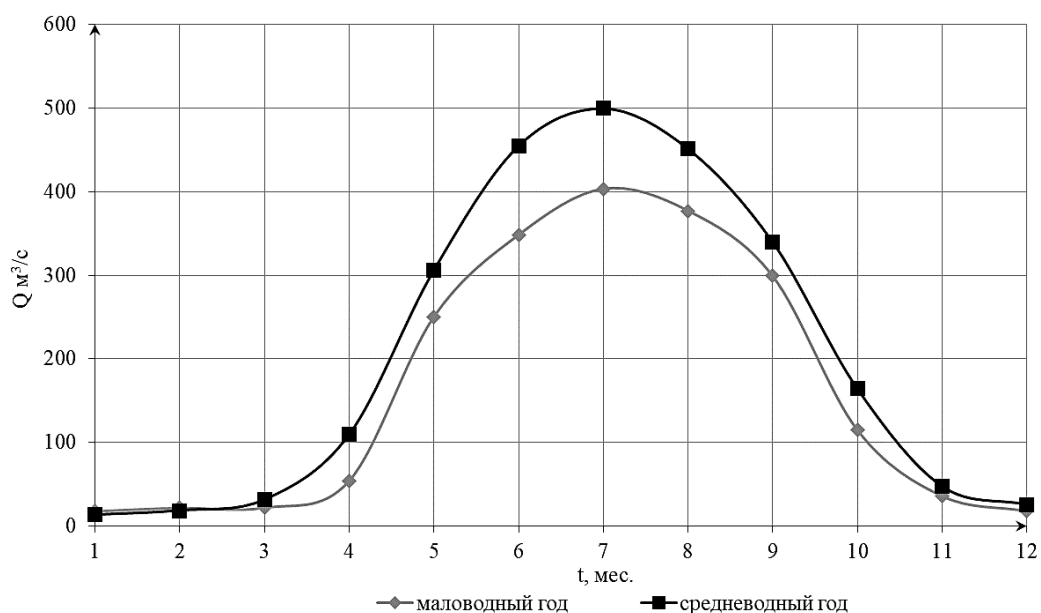


Рисунок 2.2 – Гидрограф реки Ниман

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (2005г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр90\%}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.8)$$

где k_N – коэффициент мощности;
 $Q^{\text{пр90\%}}$ – бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{ГЭС}^{ПОДВ} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.9)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;
 $Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{ПОДВ}, \quad (2.10)$$

где $Q_{ВХК}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Полученные данные сводим в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{быт} 90\%$	17,7	21,7	22	54	250	348	403	377	299	115	36	18
$Q_{ВХК}$	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
$Q_{исп}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	3	3	4	4	3	1	0	0
$Q_{лед}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	-8	-13	0	0	0	3	3	3
$Q_{фильтр}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{рыб}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	5	5	0	0	0	0	0	0
$\Sigma Q_{потерь}, \text{м}^3/\text{с}$	5	5	5	6	2	-3	6	6	5	6	5	5
$Q_{пол.быт}, \text{м}^3/\text{с}$	13	17	17	48	248	351	397	371	294	109	31	13
$Z_{вб}, \text{м}$	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
$Z_{нб}, \text{м}$	310	310	310	311	314	315	316	315	315	312	311	310
$H_{пол}, \text{м}$	50	50	50	49	46	45	44	45	45	48	49	50
$N_{быт}, \text{МВт}$	6	7	7	20	99	137	152	145	115	46	13	6
$N_{вхк}, \text{МВт}$	45	45	45	45	46	46	46	46	46	45	45	45
$N_{быт} - N_{вхк}, \text{МВт}$	-39	-38	-38	-25	53	91	106	99	69	1	-32	-39

Исходя из данных таблицы можно определить, что 11 месяц – это месяц начала сработки водохранилища.

Данный расчет выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Строим баланс энергии, по данным из таблицы 2.7, представленный на рисунке 2.3, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Для того, чтобы произвести первый приближенный расчет гарантированной энергоотдачи, на рисунке проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности (черная линия).

Таблица 2.7 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	$P_{ср}$, МВт	$N_{сущ. гэс}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{вхк}$, МВт
I	1215	162	6	45
II	1157	148	7	45
III	1056	135	7	45
IV	939	125	20	45
V	838	122	99	46
VI	780	108	137	46
VII	780	108	152	46
VIII	838	122	145	46
IX	938	125	115	46
X	1055	135	46	45
XI	1156	148	13	45
XII	1215	162	6	45

За первый месяц сработки принимаем – ноябрь. Из рисунка 2.3 видно, что под регулирование попали 4 месяца, а в остальной период ГЭС работает по требованиям ВХК.

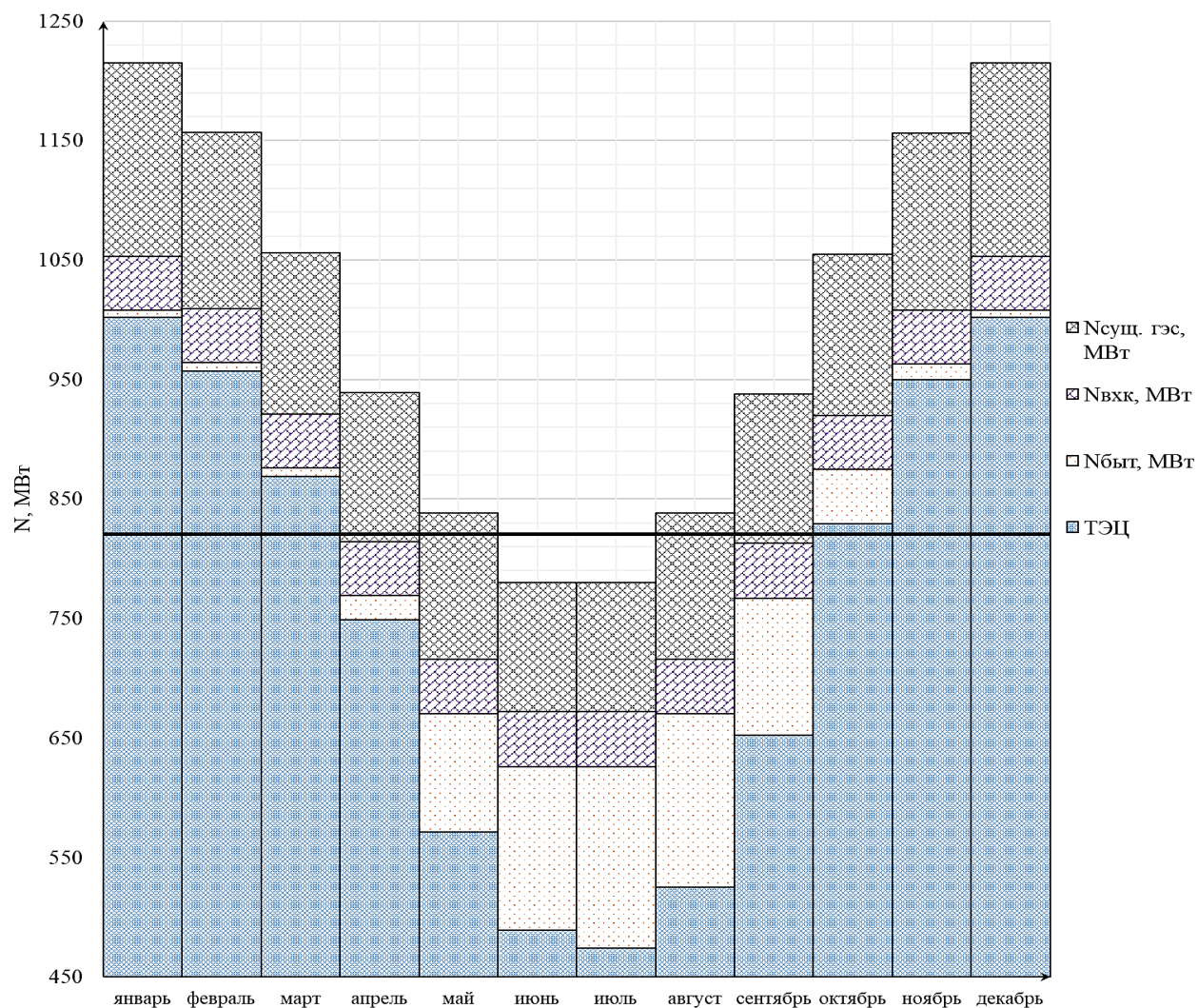


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС с учетом перераспределения бытовых мощностей

2.6 Режим работы ГЭС по условию маловодного года

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки УМО;
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $V_{НПУ} = 360$ м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это ноябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{НБ} = Q_{ВХК},$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон},$$

$$N_{ГЭС} = N_{Гар}$$

Режим работы ГЭС в маловодном году (1 интерация и 2 интерация) представлены в приложении Б, таблица Б.1 и таблица Б.2.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{Гар} = 110$ МВт;
- уровень мертвого объема – УМО = 348,01 м;
- полезный объем – $V_{полезн} = 3,01$ км³.

2.7 Расчет резервов и определение установленной мощности Ниманской ГЭС, расчет баланса мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 10% от P_t^{max} .

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

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

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{402}{6} = 67 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.11)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{раб}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{132}{6} = 22 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.12)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{886}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{886}{2} = 665 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.13)$$

Баланс мощности представлен на рисунке 2.4:

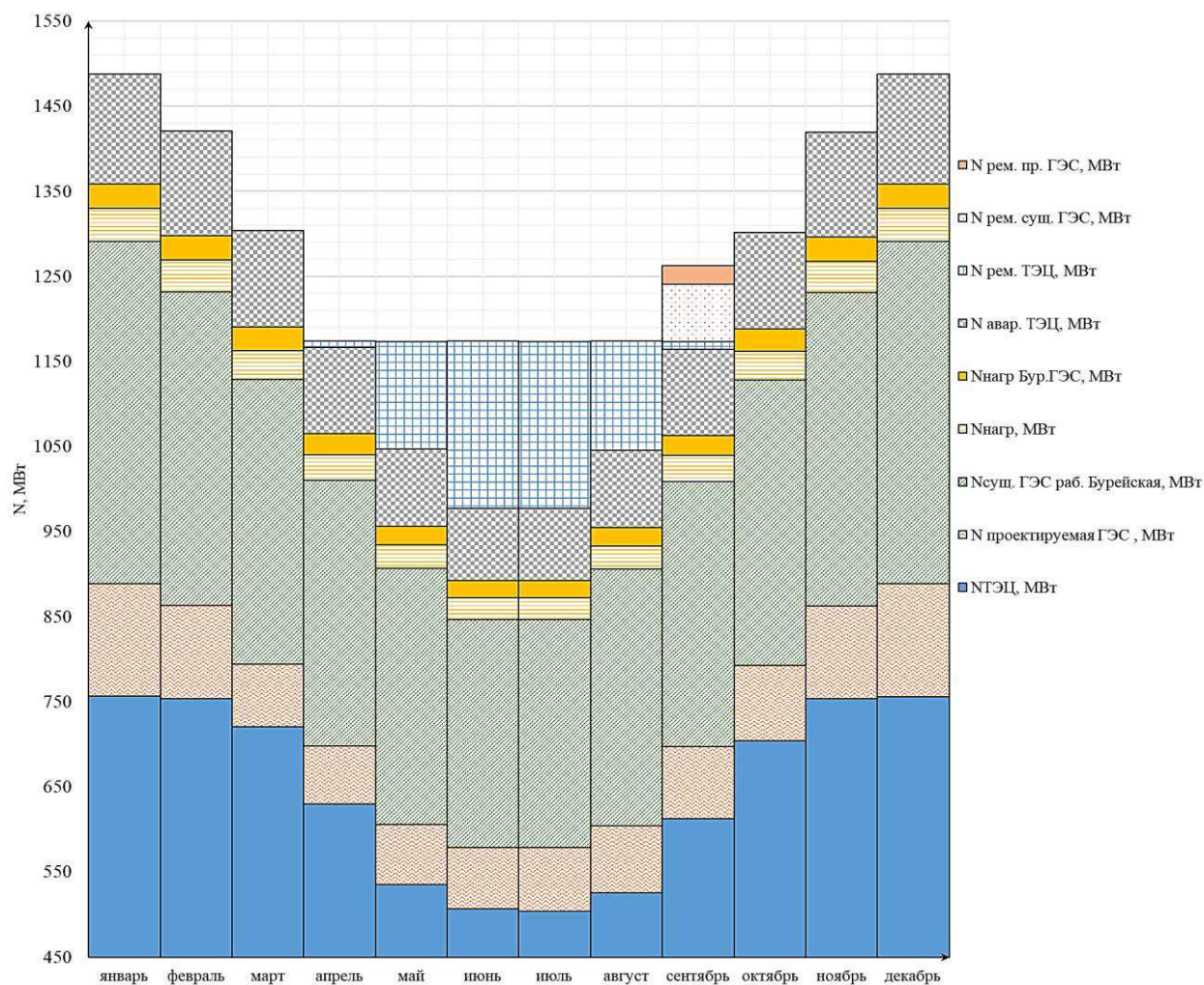


Рисунок 2.4 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Данные для построения представлены в таблице 2.8:

Таблица 2.8 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P_{\max}	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{а.р.}}$	$N_{\text{раб.мах}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб.мах}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб.мах}}$	$N_{\text{а.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$
I	1291	39	129	402	29	0	132	10	0	757	129	0
II	1232	37	123	369	28	0	110	8	0	754	123	0
III	1129	34	113	335	28	0	73	6	0	721	113	0
IV	1010	30	101	312	25	0	69	5	0	629	101	7,5
V	907	27	91	302	22	0	70	5	0	536	91	126,5
VI	847	25	85	268	20	0	72	5	0	507	85	196,5
VII	847	25	85	268	20	0	75	6	0	504	85	196,5
VIII	906	27	91	302	22	0	79	6	0	526	91	128,5
IX	1009	30	101	312	24	67	85	6	22	612	101	9,5
X	1128	34	113	335	27	0	89	7	0	704	113	0
XI	1131	37	123	369	28	0	109	8	0	754	123	0
XII	1291	39	129	402	29	0	133	10	0	756	129	0

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 132 + 10 = 142 \text{ МВт} \quad (2.14)$$

2.8 Режим работы ГЭС по условию средневодного года

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Режим наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году в таблице Б.2, в средневодном в таблице Б.3, приложение Б.

По данному расчету построим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном году и объединим его с маловодным (рисунок 2.5).

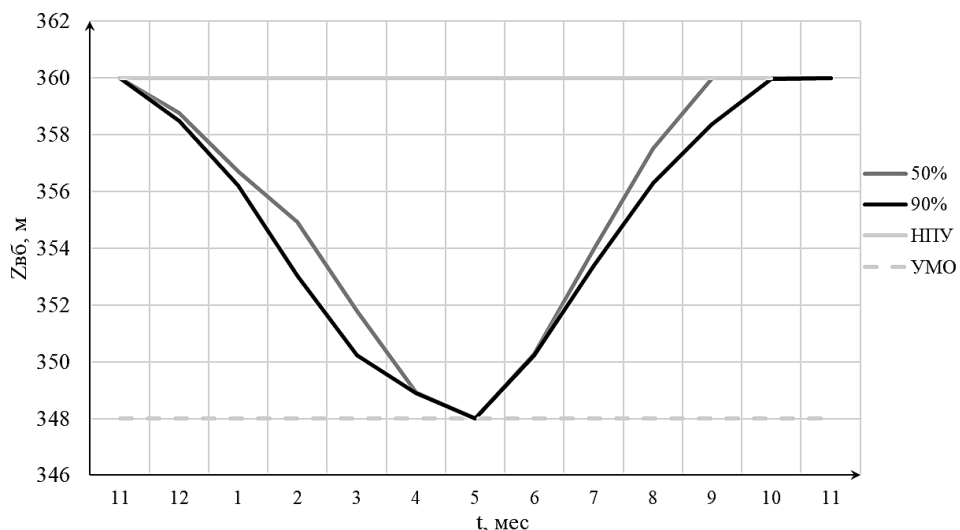


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

По данным расчета получили среднемноголетнюю выработку, равную:

$$\sum \mathcal{E} = 629,2 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} = 0,63 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$$

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегата

3.1.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой Ниманской ГЭС, для этого строим режимное поле, по данным таблицы 3.1, с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчета режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}, м^3/с$	$Z_{нб}, м$	$H_{нпу}, м$	$H_{умо}, м$	$H_{вб}^{нб}$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
0	310,00	49,50	37,51	42,54	50	330,23	42	457,32
50	310,78	48,72	36,73	41,76	49	336,97	41	451,84
100	311,47	48,03	36,04	41,07	48	343,99	40	446,30
150	312,08	47,42	35,43	40,46	47	351,31	39	440,69
200	312,62	46,88	34,89	39,92	46	358,95	38	435,00
250	313,11	46,39	34,40	39,43	45	366,93	37	429,24
300	313,56	45,94	33,95	38,98	44	375,26	36	423,40
350	313,97	45,53	33,54	38,57	43	383,99	35	417,48
400	314,36	45,14	33,15	38,18	42	393,13	34	411,47
450	314,72	44,78	32,79	37,82	41	402,72	33	405,37
500	315,07	44,43	32,44	37,47	40	412,79	32	399,18
550	315,41	44,09	32,10	37,13	39	423,38	31	392,90
600	315,74	43,76	31,77	36,80	38	434,52	30	386,51
650	316,07	43,43	31,44	36,47	37	446,26	29	380,01
700	316,38	43,12	31,13	36,16	36	458,66	28	373,40

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 48,6$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- расчетный напор $H_{расч} = 38$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора;
- минимальный напор $H_{min} = 33$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

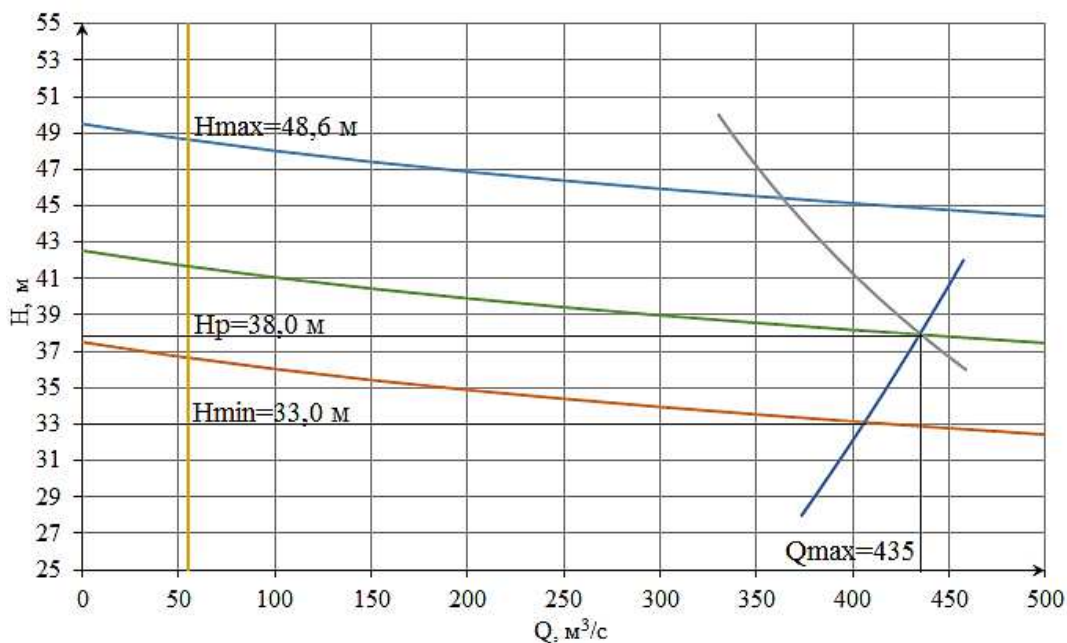


Рисунок 3.1 – Режимное поле Ниманской ГЭС

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

При минимальном расходе в отметке НПУ получается, что $H_{\max} = 48,6$ м. Следовательно подойдут турбины с максимальным напором 50 метров. Из каталога подходят турбины системы поворотной-лопастных, двух типов: ПЛ50-В и ПЛД50-В60. Характеристики гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Тип	ПЛ50-В	ПЛД50-В60
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	50	50
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
$n_{\text{орт}}, \text{ об/мин}$	116	113
$Q_{\text{орт}}, \text{ л/с}$	1000	1100
$\eta_{\text{м орт}}$	0,916	0,910
$Q_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1500	1650
$\sigma (Q_{\text{I max}})$	0,60	0,60
$D_{\text{мод}}, \text{ м}$	0,46	0,35
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	12	5
$t_{\text{мод}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	21	16

При расчетах необходимо задаться диаметрами рабочего колеса.

Диапазон диаметров РК для ПЛ50-турбин: 2,8–9,0 м.

Далее рассчитывается КПД натурной гидротурбины для каждого диаметра по формуле:

$$\eta_{\text{HT}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_{\text{H}}}{v_{\text{м}}}} \right], \quad (3.1)$$

где η_{HT}, η_M – КПД натурной и модельной гидротурбины соответственно;
 $\varepsilon = 0,75$ – коэффициент, выражающий отношение потерь трения жидкости к гидравлическим потерям;
 D_1, D_{1M} – диаметры натуральных и модельных рабочих колес соответственно;
 H_p^N, H_M – напоры расчетный при установленной мощности и модельной гидротурбины соответственно;
 v_H, v_M – коэффициенты кинематической вязкости, зависящие от температуры, для натурной и модельной гидротурбины соответственно.

Мощность одного агрегата вычисляется по формуле:

$$N_{agr} = 9,81 \cdot Q_{p.t.} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T, \quad (3.2)$$

где $Q_{p.t.}$ – приведенный расход в расчетной точке;
 η_T^{cp} – средний КПД гидрогенератора.

Приведенное число гидроагрегатов:

$$Z'_{agr} = \frac{N_{уст}}{N'_{agr}}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность ГЭС.

Для того, чтобы найти уточненную мощность агрегата, нужно принять уточненное число агрегатов Z_{agr} , которое получаем путем округления Z' до целого в большую сторону.

Отсюда уточненная мощность агрегата:

$$N_{agr} = \frac{N_{уст}^{ГЭС}}{Z_{agr}} \quad (3.4)$$

Расчетная синхронная частота вращения вычисляется по формуле:

$$n'_{1c} = n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta_p \cdot \frac{1}{D_1}}, \quad (3.5)$$

где n'_{1c} – приведенная частота вращения в расчетной точке (определяется из главной универсальной характеристики).

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

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

$$n'_{I \max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_p H_{\min})^{0,5}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_p H_p)^{0,5}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_p H_{\max})^{0,5}} \quad (3.8)$$

Результаты расчетов представлены в таблице В.1 и таблице В.2, в приложении В.

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины ПЛ50-В-355, ПЛ50-В-425, ПЛ50-В-500, ПЛ50-В-530, ПЛД50-В60-400, ПЛД50-В60-500.

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

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

$$Q'_1 \cdot \eta_{\text{HT}} = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta_p \cdot H_p)^{1,5}}, \quad (3.9)$$

$$Q'_{1\max} \cdot \eta_{\text{HT}} = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta_p \cdot H_{\max})^{1,5}} \quad (3.10)$$

Для ПЛ50-В-355:

$$Q'_1 \cdot \eta_{\text{HT}} = \frac{36000}{9,81 \cdot 3,55^2 \cdot (1,033 \cdot 38)^{1,5}} = 1,184 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q'_1 = 1,28 \text{ м}^3/\text{с}; \eta_{\text{HT}} = 0,909,$$

$$Q'_{1\max} \cdot \eta_{\text{HT}} = \frac{36000}{9,81 \cdot 3,55^2 \cdot (1,033 \cdot 48,6)^{1,5}} = 0,819 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q'_{1\max} = 0,89 \text{ м}^3/\text{с}; \eta_{\text{HT}} = 0,911$$

Для остальных гидроагрегатов сведем расчеты в таблицу В.3, приложение В.

Для построения рабочей зоны работы гидротурбины необходимо учесть минимальный расход, пропускаемый в нижний бьеф. В данном проекте минимальный расход – это расход на водохозяйственный комплекс.

Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах соответственно:

$$Q'_{max.сан} = \frac{Q_{min}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}}, \quad (3.11)$$

$$Q'_{min.сан} = \frac{Q_{min}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}} \quad (3.12)$$

Расчетные значения для поворотно-лопастных турбин представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах

Наименование	$Q'_{max.сан}$	$Q'_{min.сан}$
ПЛ50-В-355	0,616	0,747
ПЛ50-В-425	0,429	0,521
ПЛ50-В-500	0,310	0,376
ПЛ50-В-530	0,276	0,335
ПЛД50-В60-400	0,480	0,583
ПЛД50-В60-500	0,307	0,373

Главные универсальные характеристики, с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин, представлены в приложении В.

На основе проведенных расчетов к дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины ПЛ50-В-355, ПЛ50-В-500, ПЛД50-В60-400, ПЛД50-В60-500, так как расположение зон работы данных гидротурбин наиболее оптимально.

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Чтобы определить отметку рабочего колеса, нужно учесть ее бескавитационную работу:

$$\nabla z_{рк} = \nabla z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s, \quad (3.13)$$

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

H_s – высота отсасывания для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$H_s = 10,3 - \frac{\nabla_{НБ}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 \quad (3.14)$$

Расчетное значение H_s определяется одного из трех неблагоприятных режимов работы турбины, т.е. в режимах при котором возникает кавитация:

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

Произведены расчеты значений высот отсасывания для турбин: ПЛ50-В-355, ПЛ50-В-500, ПЛД50-В60-400 и ПЛД50-В60-500. Из полученных данных найдем отметку рабочего колеса. Сведем все данные в таблицу результатов 3.4.

Таблица 3.4 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Турбина	D_1 , м	Z_a	$n_{с1}$, об/мин	Нагр, кВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м	$Z_{рк}^{min}$, м
ПЛ50-В-355	3,55	4	214	36000	-6,87	-1,53	-4,39	304,60
ПЛ50-В-500	5,00	2	150	71000	-6,76	-1,43	-3,99	305,87
ПЛД50-В60-400	4,00	3	185,5	47000	-4,82	0,22	-2,34	307,07
ПЛД50-В60-500	5,00	2	150	71000	-4,06	1,1	-1,75	308,56

После проведения ряда расчетов была выбрана турбина ПЛ50-В-335, что обусловлено следующим:

- 1) Высота отсасывания обеспечивает минимальное заглубление рабочего колеса;
- 2) На данную турбину подобран серийный генератор, подходящий мощности;
- 3) Турбина имеет наименьший диаметр;
- 4) Расположение рабочей зоны находится в зоне максимальных КПД.

3.4 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.4.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Число полюсов:

$$2p = \frac{2 \cdot 60 \cdot f}{n} = \frac{2 \cdot 60 \cdot 50}{214} = 28, \quad (3.15)$$

где f – частота сети, в ОЭС России частота сети равна 50Гц;
 n – частота вращения агрегата.

По каталогу выбираем гидрогенератор ВГС 650/130-32.

Основные характеристики генератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Основные характеристики генератора ВГС 650/130-32

Тип		ВГС 650/130-32
Мощность номинальная	Полная	45 МВА
	Активная	36 МВт
Номинальное напряжение		10,5 кВ
Коэффициент мощности cos φ		0,8
Частота		50 Гц
Частота вращения		214 об/мин
Номинальный ток статора		2474 А
Ток ротора при номинальной нагрузке		983А
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		190 В
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	Синхронное Xd	1,1
	Переходное X'd	0,3
	Сверхпереходное X''d	0,19

3.4.2 Выбор типа и размеров МНУ и регулятора частоты вращения

Для управления открытием направляющего аппарата и углом поворота лопастей рабочего колеса, для смазки подпятника необходимо иметь на гидроэлектростанции масляное хозяйство. Этот комплекс состоит из маслонапорной установки, регулятора частоты вращения, маслохранилища, трубопроводов и насосов для перекачки масла.

Маслонапорная установка (МНУ) состоит из гидроаккумулятора маслонасосного агрегата и аппаратуры автоматики.

Для турбины Ниманской ГЭС в каталоге была выбрана следующая МНУ: МНУ 1,6/1-40-2,5-2 (масса: 4,3 т), в которой включены:

- Гидроаккумулятор ГА 1,6/1-40 (емкость 1,6 м³; 1 сосуд)
- Маслонасосный агрегат МА2,5-2 (емкость 2,5 м³)
- Насос: 3В8/40ГТ (2 шт.; Q = 3,5 л/с; N = 18 кВт);
- Двигатель: 4А180S2 (2 шт.; N = 22 кВт; масса: 5,6 т).

3.5 Определение геометрических размеров проточной части Ниманской ГЭС

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{сп} = 225^\circ$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры, берется из ГУХ.

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{вх} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 3,55 = 6,17 \text{ м} \quad (3.16)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{нар} = 5 \text{ м},$$

$$r_a = \frac{D_{нар}}{2} \quad (3.17)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$B_{\text{ВН}} = 4,79 \text{ м},$$

$$r_b = \frac{D_{\text{ВН}}}{2} \quad (3.18)$$

Высота статора:

$$B_{\text{СТ}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,24 + 0,0033 \cdot 3,55 = 1,254 \text{ м} \quad (3.19)$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 1,24 \text{ м}$$

Полный расход через турбину:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{ОПТ}}} = \frac{36000}{9,81 \cdot 38 \cdot 0,935} = 103,29 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.20)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_t \cdot \varphi}{360} = \frac{103,29 \cdot 225}{360} = 64,56 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.21)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{V_{\text{ВХ}}} = \frac{64,56}{5,2} = 12,42 \text{ м}^2, \quad (3.22)$$

$$b_{\text{ВХ}} = 3,54,$$

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 6,17 - 2,5 = 3,67 \quad (3.23)$$

Данные для построения спиральной камеры представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	6,17	5,83	5,49	5,14	4,8	4,46	4,11	3,77	3,43	3,09	2,74	2,4
b_i	3,53	3,31	3,1	2,89	2,67	2,46	2,25	2,03	1,82	1,6	1,39	1,18
r_k	3,11	3,05	3	2,94	2,88	2,83	2,77	2,71	2,66	2,6	2,54	2,48
rk/ra	1,24	1,22	1,2	1,18	1,15	1,13	1,11	1,08	1,06	1,04	1,02	0,99
$\ln rk/ra$	0,215	0,2	0,18	0,17	0,14	0,12	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02	-0,01
ri/ra	2,47	2,33	2,19	2,06	1,92	1,78	1,65	1,51	1,37	1,23	1,1	0,96
$\ln ri/ra$	0,90	0,85	0,78	0,72	0,65	0,58	0,50	0,41	0,32	0,21	0,1	-0,04
$\ln ri/ra$	3,19	2,8	2,43	2,09	1,74	1,42	1,13	0,84	0,57	0,33	0,13	-0,05
$rk \text{ ctgy}$	11,60	11,38	11,19	10,97	10,75	10,56	10,34	10,11	9,93	9,70	9,48	9,25
$rk \text{ ctgy} \ln rk/ra$	2,5	2,27	2,04	1,82	1,50	1,29	1,08	0,78	0,58	0,38	0,19	-0,09
m_i	2,29	2,07	1,86	1,65	1,43	1,22	1,01	0,79	0,58	0,36	0,15	-0,06
J_i	3,04	2,66	2,30	1,97	1,72	1,40	1,11	0,9	0,63	0,36	0,14	0,04
φ_i	224	196	170	146	127	104	82	66	46	27	11	3

По расчетным промежуточным сечениям спирали построен график зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$, представленный на рисунке 3.2.

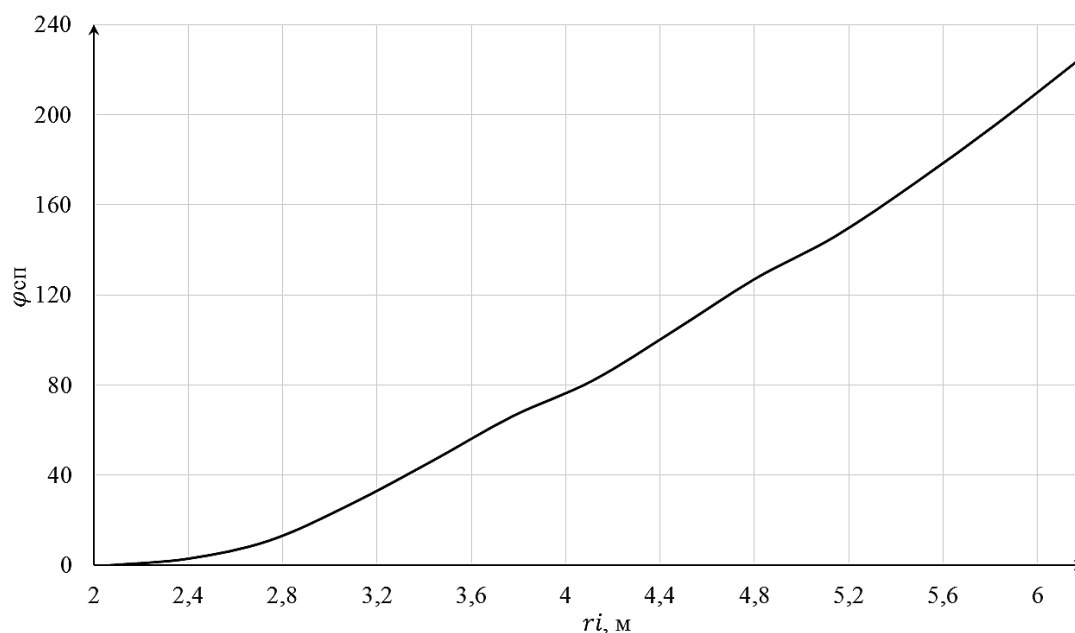


Рисунок 3.2 – Построение зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Определение ширины подвода из ГУХ:

$$B' = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 3,55 = 10,36 \text{ м} \quad (3.24)$$

Ширина подвода $B' > 7$ м, необходимо установить промежуточный бычок.

Толщина промежуточного бычка:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{435}{400} = 2,09 \text{ м} \quad (3.25)$$

По рассчитанным данным строится модель проточной части проектируемой станции, проточная часть Ниманской ГЭС представлена на рисунке 3.3.

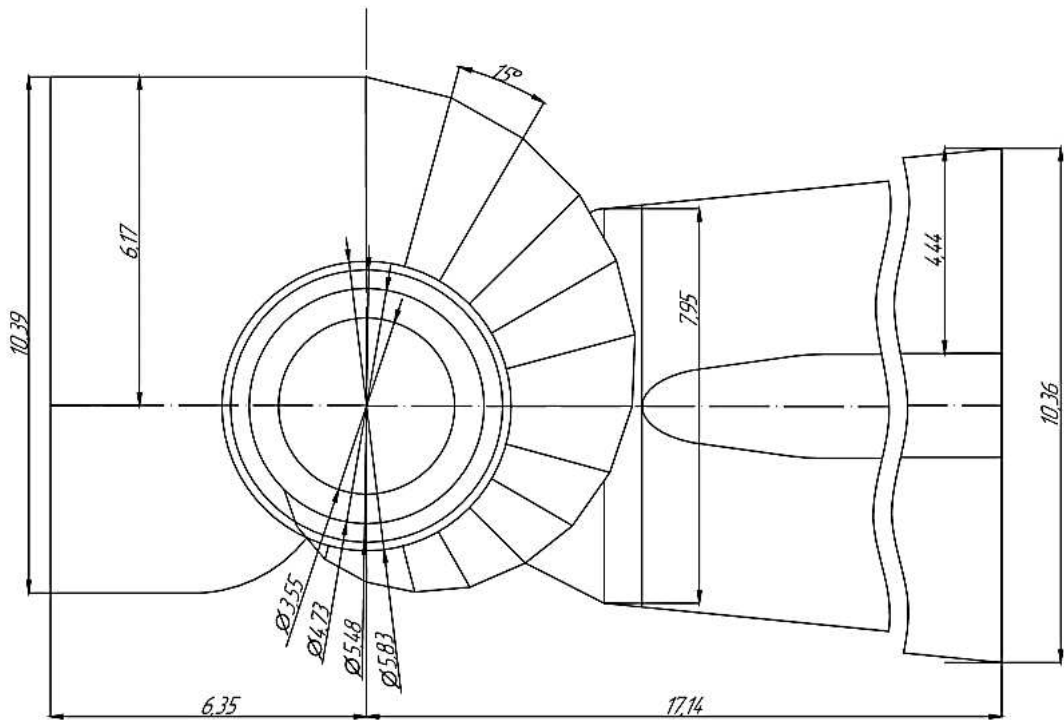


Рисунок 3.3 – Проточная часть ГА Ниманской ГЭС

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических присоединений

Главная схема соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит выбор электроустановок, ее экономичность, гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В энергосистеме Хабаровского края было определено, что ближайшей подстанцией является ПС 220 кВ «Ургал» с расстоянием 49 км. Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками.

4.2 Выбор повышающего трансформатора с одиночным блоком

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{г.ном}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{36 - 1,42}{0,8} = 43,23 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{сн}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст}} = 1,42 \text{ МВт}$;

$P_{\text{уст}} = 142 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ – установленная мощность станции;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности ГГ.

Выбираем, на основании полученных данных, силовой трансформатор ТДЦ-80000/220.

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	80
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	11
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	280
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{х}}$	кВт	60
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,3

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

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч}, \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;
 $T_{пл} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока;
 $T_{в} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,06 \cdot 8728,5 = 523,71 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,28}{1} \cdot \left(\frac{43,23}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 196,64 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$U_{пот(1)} = \gamma_1 \cdot \Delta W_{xx} + \gamma_2 \cdot \Delta W_H = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 523,71 + 0,11 \cdot 10^{-2} \cdot 196,64 = 4,93 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.6)$$

где γ_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам, равный $0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч);
 $\gamma_2 = 0,11 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для 4 блоков величина издержек:

$$U_{пот(2)} = U_{пот(1)} \cdot 4 = 4,93 \cdot 4 = 19,72 \text{ тыс. руб./год} \quad (4.7)$$

4.3 Выбор повышающего трансформатора с укрупненным блоком

$$S_{расч} = 2 \cdot \frac{P_{г.ном} - P_{сн}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{36 - 1,42}{0,8} = 86,45 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.8)$$

где $P_{сн} = 0,01 \cdot P_{уст} = 1,42$ МВт;
 $P_{уст} = 142$ МВ · А – установленная мощность станции;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности ГГ.

Выбирается силовой трансформатор ТДЦ-125000/220.

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	125
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{вн}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{нн}$	кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания	U_k	%	11
Потери короткого замыкания	ΔP_k	кВт	380
Потери холостого хода	ΔP_x	кВт	135
Ток холостого хода	I_x	%	0,5

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год} \quad (4.9)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_B = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч}, \quad (4.10)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

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

$\omega = 0,05$ – параметр потока отказов трансформатора блока;

$T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 2 \cdot 0,09 \cdot 8727 = 1570,86 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{86,45}{125}\right)^2 \cdot 2405 = 218,56 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$U_{пот(1)} = \gamma_1 \cdot \Delta W_{xx} + \gamma_2 \cdot \Delta W_H = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1570,86 + 0,11 \cdot 10^{-2} \cdot 218,56 = 14,38 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.13)$$

где γ_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам, равный $0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч);

$$\gamma_2 = 0,11 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{час}).$$

Для 2 блоков величина издержек:

$$U_{\text{пот}(2)} = U_{\text{пот}(1)} \cdot 2 = 14,38 \cdot 2 = 28,76 \text{ тыс. руб./год} \quad (4.14)$$

4.4 Выбор трансформатора собственных нужд

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{ГЭС.ном.}}}{\cos\varphi} = 0,01 \cdot \frac{142}{0,80} = 1,78 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.15)$$

Согласно СТО в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд. По подходящей мощности выбирается трансформаторы ТСЗЛ – 1600/10/0,4. Параметры трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры трансформаторов ТСЗЛ – 1600/10/0,4

Наименование величины	Обозначение	ТСЗЛ – 1600/10/0,4
Номинальная полная мощность	S _{ном} , МВА	1,6
Высшее напряжение	U _{вн} , кВ	10
Низшее напряжение	U _{нн} , кВ	0,4
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP _х , кВт	2,8
Потери активной мощности на коротком замыкании	ΔP _к , кВт	14
Потери тока на холостом ходу	ΔI _х , %	0,5
Напряжение короткого замыкания	ΔU _к , %	6

4.5 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{k \cdot P_{\text{нат}} / \cos\varphi_{\text{с}}} + 1 = \frac{142 - 1,42}{1,2 \cdot 135 / 0,85} + 1 = 1,74 \quad (4.16)$$

Принимается 2-х цепная ВЛ 220 кВ.

Рабочий ток линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{(142 - 1,42) \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 184,46 \text{ А} \quad (4.17)$$

Расчетный ток линии:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 184,46 = 193,68 \text{ А}, \quad (4.18)$$

где $\alpha_{\text{т}}$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

α_i – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки.

Свыше 1 кВ выбор сечения осуществляется методом экономической плотности тока $\gamma = 1,1$ А/мм².

Определение сечения провода:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{193,68}{1,1} = 176,07 \text{ мм}^2 \quad (4.19)$$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{(142-1,42) \cdot 10^3}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 368,93 \text{ А} \quad (4.20)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$ выбираем провод АС-240/39, что удовлетворяет условию нагрева. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{\text{доп}} = 610$ А. Параметры провода представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС-240/39

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Удельное активное сопротивление	$r_{\text{уд}}$	Ом/км	0,011
Удельное реактивное сопротивление	$x_{\text{уд}}$	Ом/км	0,11
Предельно допустимый ток	$I_{\text{доп}}$	А	610

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

Из двух вариантов выбирается такой, у которого приведенные затраты будут меньше.

Так как проектируемая станция имеет мощность 142 МВт, а также низкие температуры в зимний период, целесообразно применить КРУЭ 220 кВ.

1) Для первого варианта принимаем схему РУ одиночного блока.

$$K = K_{\text{T}} \cdot n + K_{\text{СН}} \cdot m + K_{\text{РУ}} \cdot t = 111837600 \cdot 4 + 22932000 \cdot 3 + 104664000 \cdot 7 = 1248794400 \text{ руб.}, \quad (4.21)$$

где n – количество силовых трансформаторов;

K_{T} – стоимость силового трансформатора;

m – число трансформаторов собственных нужд;

$K_{\text{СН}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{РУ}}$ – стоимость ячейки КРУЭ;

t – число ячеек.

2) Для второго варианта принимаем схему РУ укрупненного блока.

Капиталовложения:

$$K = K_T \cdot n + K_{CH} \cdot m + K_{PY} \cdot t = 152703600 \cdot 2 + 22932000 \cdot 3 + 104664000 \cdot 5 = 897523200 \text{ руб.} \quad (4.22)$$

Наиболее экономичным из вариантов электроустановок требует наименьшего числа полных приведенных затрат:

$$Z = E_H \cdot K + U_i \quad (4.23)$$

1) Для первого варианта:

$$Z = 0,15 \cdot 1248794400 + 19720 = 187338880 \text{ руб.}$$

2) Для второго варианта:

$$Z = 0,15 \cdot 897523200 + 28760 = 134657240 \text{ руб.}$$

Разница приведенных затрат между вариантами:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = 28,12\% \quad (4.24)$$

Разница капиталовложений между одиночным блоком и укрупненным блоком более 5 %, но не смотря на данный показатель, для обеспечения высокой надежности работы и простоты схемы, выбираем первый вариант.

4.7 Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов

4.7.1 Расчет исходных данных

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах. Сопротивления синхронного генератора:

$$x_\Gamma = x_d'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,19 \cdot \frac{10,5^2}{45} = 0,47 \text{ Ом,} \quad (4.25)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;
 $S_{НОМ}$ – номинальная мощность генератора;
 $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора.

$$r_\Gamma = \frac{x_\Gamma}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,47}{314 \cdot 0,045} = 0,03 \text{ Ом,} \quad (4.26)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;
 $T_{a,r}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей,
равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_T = \frac{u_{кз\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где $u_{кз\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;
 $U_{ВН}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,38 \cdot \frac{242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где $S_{НОМ}$ – полная номинальная мощность трансформатора;
 ΔP_K – потери КЗ в трансформаторе.

Сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$x_{ВЛ} = x_{o,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 47 = 20,45 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где $x_{o,уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;
 l – длина ВЛ;
 n – число параллельных линий.

$$r_{ВЛ} = r_{o,уд} \cdot l = 0,121 \cdot 47 = 5,69 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

где $r_{o,уд}$ – удельное активное сопротивление ВЛ.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{к.з}} = \frac{220^2}{250} = 193,6 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение системы;
 $S_{к.з}$ – мощность короткого замыкания системы.

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{193,6}{0,045 \cdot 314} = 13,7 \text{ Ом} \quad (4.32)$$

ЭДС генераторов:

$$E_r = E''_* \cdot U_6 = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.33)$$

где U_6 – базисное напряжение генератора;
 E''_* – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.

ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{61} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.34)$$

где E''_{*c} – значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{242} = 0,043 \quad (4.35)$$

4.7.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунках 4.1 – 4.3 представлены исходные данные по узлам, ветвям, генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш
1	<input type="checkbox"/>			γ	1	Генератор 1		11	
2	<input type="checkbox"/>			γ	2	Генератор 2		11	
3	<input type="checkbox"/>			γ	3	Генератор 3		11	
4	<input type="checkbox"/>			γ	4	Генератор 4		11	
5	<input type="checkbox"/>			γ	5	Блок 1		11	
6	<input type="checkbox"/>			γ	6	Блок 2		11	
7	<input type="checkbox"/>			γ	7	КРУЭ 220 кВ		230	
8	<input type="checkbox"/>			γ	8	Система		230	

Рисунок 4.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	5			Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Генератор 2 - Блок 1							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Генератор 3 - Блок 2							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	4	6			Генератор 4 - Блок 2							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Блок 1 - КРУЭ 220 кВ	1,42	51,54					0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Блок 2 - КРУЭ 220 кВ	1,42	51,54					0,043
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			КРУЭ 220 кВ - Система	5,69	20,45					
8	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл					-							

Рисунок 4.2 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,030	0,470	0,030	0,470	0,090	1,410	11,870
2			2	Генератор 2	2	0,030	0,470	0,030	0,470	0,090	1,410	11,870
3			3	Генератор 3	3	0,030	0,470	0,030	0,470	0,090	1,410	11,870
4			4	Генератор 4	4	0,030	0,470	0,030	0,470	0,090	1,410	11,870
5			5	Система	8	13,700	193,600	13,700	193,600	13,700	193,600	230,000

Рисунок 4.3 – Исходные данные по генераторам

После задания исходных данных производим расчет токов КЗ, представленных на рисунках 4.4 – 4.6.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1		1ф	8					0,3488	-85,73			0,3488	-85,73			0,3488	-85,73

Рисунок 4.4 – Результаты расчета однофазного КЗ на СШ 220 кВ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	1					29,1813	-86,35

Рисунок 4.5 – Результаты расчета трехфазного КЗ на выводах генератора

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	8					0,6978	-85,73

Рисунок 4.6 – Результаты расчета трехфазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

Результаты расчетов сведем в общую таблицу 4.5 для наглядности.

Таблица 4.5 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Тип КЗ	Номер узла	I _{по} , кА	i _y , кА
3 ф	1	29,18	80,47
3 ф	8	0,70	1,73
1 ф	8	1,05	2,60

$I_{\text{КРУЭ}}^{(1)} = 1,05 \text{ кА} > I_{\text{КРУЭ}}^{(3)} = 0,70 \text{ кА}$, следовательно, величина тока однофазного КЗ на КРУЭ 220кВ является расчетной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.8 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

$$I_{\text{Г,раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot 2,47 = 2,6 \text{ кА} \quad (4.36)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{т,раб\ max} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном}(-5\%)} = \frac{45,0}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,11\ \text{кА} \quad (4.37)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{лэп,раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{140,58}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,18\ \text{кА} \quad (4.38)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{140,58}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,37\ \text{кА} \quad (4.39)$$

4.9 Выбор электрического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

Выбираем элегазовый выключатель ВГГ-10, производитель «Электроаппарат» и разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ Каталожные данные представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВГГ-10	РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{сети\ ном} = 10,5\ \text{кВ}$	$U_{ном} = 10\ \text{кВ}$	$U_{ном} = 10\ \text{кВ}$
$I_{г,раб} = 2,6\ \text{кА}$	$I_{ном} = 4,0\ \text{кА}$	$I_{ном} = 4,0\ \text{кА}$
$I_{п0} = 29,18\ \text{кА}$	$I_{скв\ кз} = 161\ \text{кА}$	$I_{эл\ ст} = 125\ \text{кА}$
$i_y = 80,47\ \text{кА}$	$i_{пр.скв} = 63\ \text{кА}$	$I_{т.ст} = 50\ \text{кА}$
$W_{к,расч} = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) = 76,62\ \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T = 11907\ \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T = 46875\ \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – 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
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.9.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-10-1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 2,6 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4,0 \text{ кА}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

Для защиты цепи 220 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-220УХЛ1 с полимерной внешней изоляцией.

4.9.3 Выбор параметров КРУЭ

Для рассмотрения выбираем ячейку КРУЭ ЯГГ-220 производства «Электроаппарат». Технические характеристики ячейки КРУЭ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Технические характеристики ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 220$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя:	
Ток электродинамической стойкости, кА	$I_d = 125$
Ток термической стойкости, кА	$I_T = 50$
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	440
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	900
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток):	
Для учета	0,25
Для измерений	0,5
Для защиты	10р
Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток):	
Для учета	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Перечень защит блока генератор–трансформатор

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора ВГС 650/130-32:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/220:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ).

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

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

5.2 Расчет номинальных токов

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{45}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2474 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{2474 \cdot 1}{3000/5} = 4,12 \text{ А} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{983}{1,2255} \cdot 190 = 152 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 160 кВА.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,8 \text{ А} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ со стороны низшего напряжения:

$$I_{\text{НН ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 230,94 \text{ А} \quad (5.5)$$

Выполним пересчет тока трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ},2} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 190} = 486 \text{ А}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ}2} = \frac{I_{\text{НОМ},2}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{486}{500/5} = 4,86 \text{ А} \quad (5.7)$$

5.3 Расчет защит и выбор уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{с.з}} < 0,2 \cdot I_{\text{Н}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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: $I_{\text{НОМ}} = 2474 \text{ А}$.

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2474 = 123,7 \text{ А}, \quad (5.8)$$

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 247,4 \text{ А}, \quad (5.9)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,15 \cdot 2474 = 371,1 \text{ А}$

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:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 14713,8 = 1471,4 \text{ А}, \quad (5.10)$$

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,13}{0,19} \cdot 2474 = 14713,8 \text{ А} \quad (5.11)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{1471 \cdot 2}{14713,8} = 0,2, \quad (5.12)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

$$I_T = I_{МАКС} = 14713,8 \text{ А}$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.14)$$

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

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

$$I_{ОТС} = (5 \div 6) \cdot I_{НОМ} = 5 \cdot 2474 = 12370 \text{ А} \quad (5.15)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

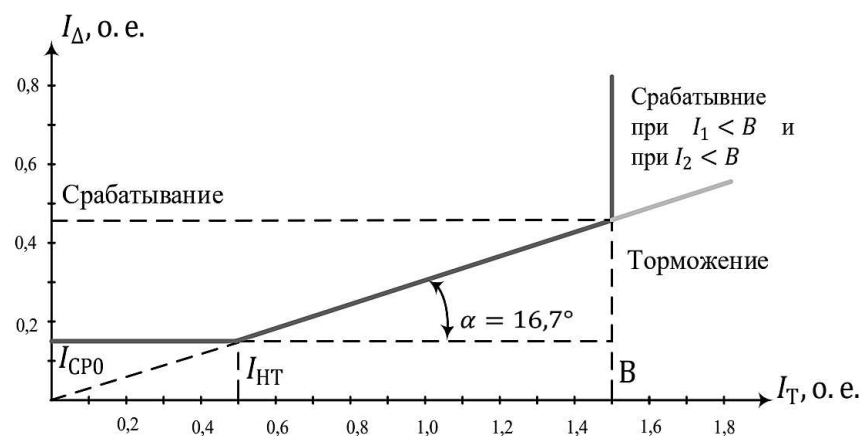


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_n (U_0))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

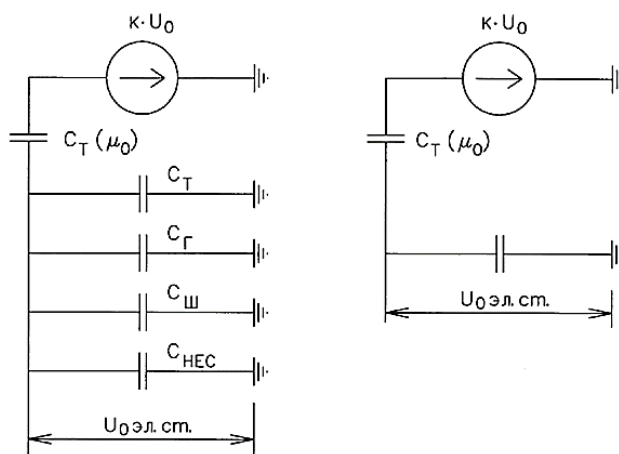


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения U_0 эл.ст.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.16)$$

где C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 $C_{\text{Ш}}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{\text{ВГ}}$ – емкость генераторного выключателя.

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 286 \text{ В}, \quad (5.17)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,012 \text{ мкФ/фазу}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ} \quad (5.18)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,5 \text{ А} \quad (5.19)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 286}{\frac{10,5}{(\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3})}} = 7,45 \text{ В}, \quad (5.20)$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 6,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,31 \text{ о. е.} \quad (5.21)$$

Орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМ}}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.22)$$

2) В дополнение к первой защите на генераторе предусмотрен второй орган, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМ}}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.23)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\text{ном}}}, \quad (5.24)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.25)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита включает в себя следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07,$$

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{ном}} = 0,07 \cdot 2474 = 173,18 \text{ А} \quad (5.26)$$

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21 \quad (5.27)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.28)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,15 \cdot 2474 = 371,1 \text{ А} \quad (5.29)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,15^2} \approx 1333 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} = \frac{30}{0,21^2} = 680,3 \text{ с}, \quad (5.30)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} = 0,21^2 \cdot 680,3$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

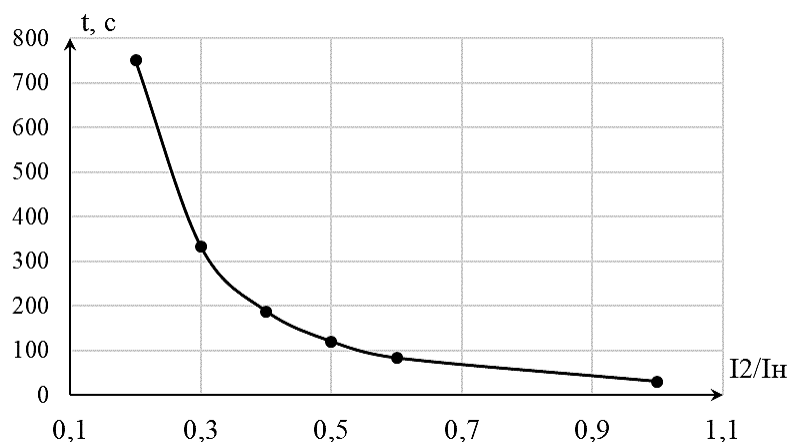


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 700 \text{ с}$.

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

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:

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

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

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

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''_{ВН}} + X_T + X_L)} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (100,93 + 0,062 + 0,016)} = 0,0038 \text{ о. е.}, \quad (5.31)$$

где $X_{Л}^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 20,45 \cdot \frac{45}{242^2} = 0,016;$

$$X_{d''_{ВН}} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 100,93$$

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

X_T – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{45}{80} = 0,062$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0038 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,175 \quad (5.32)$$

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

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

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок(I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{СИГН} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ} = 1,07 \cdot 2474 = 2650,71 \text{ А}, \quad (5.33)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.
 Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,1 \cdot 2474 = 2726,45 \text{ А} \quad (5.34)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

Таблица 5.2 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{НОМ}}$	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 5.4.

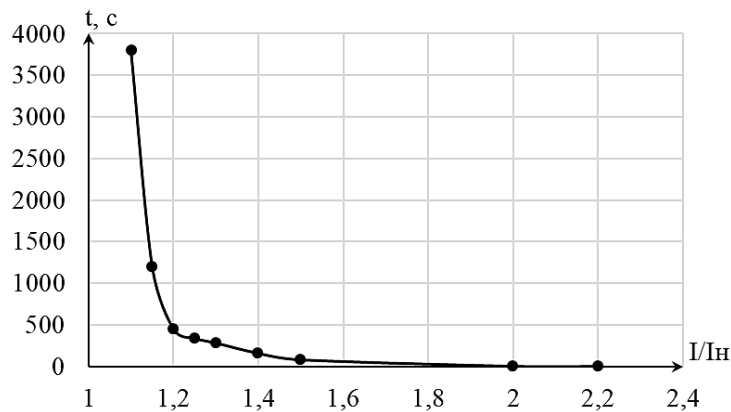


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ} = 1,531 \cdot 2474 = 3786,73 \text{ А} \quad (5.35)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66,02 \text{ В} \quad (5.36)$$

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

5.3.6 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.

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

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

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

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 80,53 + \frac{0,8}{2} \cdot 20,45 = 72,6 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны (число линий);

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{45}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{45}{242^2} \cdot 20,45 = 0,05$$

Z_1 в первичных Ом составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,05 \cdot 2,45 = 0,12 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{45} = 2,45$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,12 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,69 \text{ Ом} \quad (5.39)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,8 \text{ Ом}$.

3) 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, $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/сек}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2474} = 2,45 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

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

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ} - 0,95}{I_{В.Х.Х.}}}{x_d} = \frac{2 \cdot \frac{983}{221} - 0,95}{1,1} = 7,22 \text{ А}, \quad (5.41)$$

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:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34 \quad (5.43)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 70,12^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{II \text{ сз}} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.44)$$

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{45} = 0,86 \text{ Ом} \quad (5.45)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = \frac{Z_{с.з. II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,86 \cdot 3000 / 5}{10500 / 100} = 4,91 \text{ Ом} \quad (5.46)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,91 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{СМ1} = 0,10 \text{ Ом}$, $Z_{СМ2} = 0,74 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

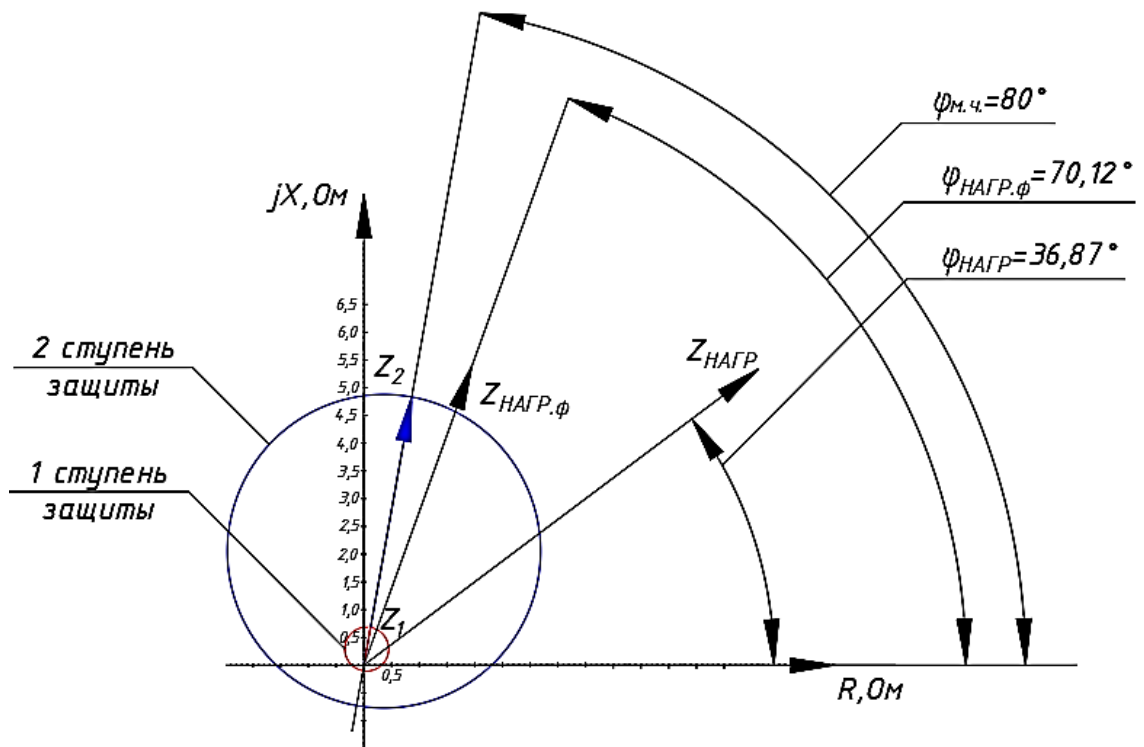


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.47)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.48)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора определяется по интегральной защите от перегрузки обмотки ротора, приведенной в таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5.

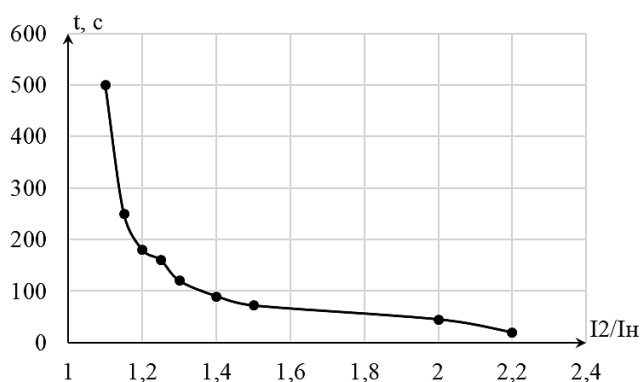


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.49)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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

5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,06 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,18 А	
		$I_{отс}$	$5 \cdot I_H$	20,6 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности и от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2сигн}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2пуск}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,175 \cdot I_H$	0,72 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{сигн}$	$1,07 \cdot I_H$	4,41 А
		ПО	$I_{1пуск}$	$1,1 \cdot I_H$	4,53 А
		ОТС	$I_{1отс}$	$1,531 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,31 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,05	0,69 Ом
			$Z_{смI}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,10 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	4,91 Ом
			$Z_{смII}$	$0,15 \cdot Z_{II}$	0,74 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p \text{ сигн.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,2 А
		ПО	$I_p \text{ пуск.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,35 А
		Отсечка	$I_p \text{ пуск.}$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,91 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ-220	
Наименование	Обозначение	Действие							
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1					+		
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО					+		
		ИО	+	+					
		ОТС I	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО					+		
		ИО	+	+					
		ОТС	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+	+						
ДЗ	1 ступень	t_1				+			
		t_2	+	+	+				
	2 ступень	t_1						+	
		t_2				+			
		t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО					+		
		ИО	+	+					
		Отсечка	+	+					

6 Компонировка и сооружения ГУ

6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины ГПП принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla_{\text{ГПП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = \Delta h_{\text{set}} + h_{1\%} + a, \quad (6.2)$$

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 a – конструктивный запас, $a = 0,8$ м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где $v = 30$ м/с – расчетная скорость ветра;
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 3,00 \cdot 10^{-6} \quad (6.4)$$

$L = 5600$ м – длина разгона волны;
 $\alpha_w = 0^\circ$;
 d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{360 - 310}{2} = 25 \text{ м} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = 3,00 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{30^2 \cdot 5600}{9,81 \cdot 25} \cdot \cos 0^\circ = 0,06 \text{ м} \quad (6.6)$$

Для нахождения k_i найдем безразмерные величины $\frac{g \cdot L}{v^2}$, $\frac{g \cdot t}{v}$:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 5600}{30^2} = 61,04, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{30} = 7063,2, \quad (6.8)$$

где t – период действия ветра, принимается равным $6ч = 21600$ с.

По верхней огибающей кривой графика снимаем величины $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$ для полученных значений $\frac{g \cdot L}{v^2}$ и $\frac{g \cdot t}{v}$, результаты которых представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты, полученные из графика

Параметр	$(g \cdot L)/v^2 = 61,04$	$(g \cdot t)/v = 7063,2$
$(g \cdot \bar{h})/v^2$	1,65	4
$(g \cdot \bar{T})/v$	0,019	0,08

Принимаем наименьшие значения $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,019$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 1,65$ и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0142 \cdot v^2}{g} = \frac{0,0142 \cdot 30^2}{9,81} = 1,30 \text{ м} \quad (6.9)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,4 \cdot v}{g} = \frac{1,4 \cdot 30}{9,81} = 4,28 \text{ с} \quad (6.10)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,28^2}{2 \cdot 3,14} = 28,63 \text{ м} \quad (6.11)$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}; \quad 25 \geq 14,315 \text{ условие выполняется, значит, зона глубоководная.}$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,09 \cdot 1,3 = 2,09 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где $k_i = 2,09$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{v^2}$.

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,06 + 2,09 + 0,8 = 2,95 \text{ м} \approx 3,00 \text{ м}$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины равна:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = 360 + 3 = 363 \text{ м},$$

Принимаем $\nabla_{\text{ГГП}} = 363 \text{ м}$.

6.1.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.13)$$

где a – величина запаса, для первого класса сооружения 0,8 м.

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 360 + 2,09 + 0,06 + 0,8 = 362,95 \text{ м}$$

Принимаем $\nabla_{\text{ГБП}} = 363 \text{ м}$.

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{max.осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{сп}}}, \quad (6.14)$$

где $Q_{\text{max.осн}}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений;

n – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{\text{га}}$ – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{\text{осн.расч}} = 2800,5 - (4 - 1) \cdot 106,6 - \frac{5,42 \cdot 10^9}{4 \cdot 2592000} = 1957,94 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.15)$$

где $q_{\text{в}}$ – удельный расход на водосливе;

$q_{\text{р}}$ – удельный расход на рисберме;

$h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в НБ, определяемая по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$, при $Q_{\text{max.осн}}$;

$v_{\text{доп}}$ – допустимая скорость на рисберме, равная 5 м/с, т.к. грунт, слагающий дно реки – гранит.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = v_{\text{доп}} \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 9,7 = 48,5 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.16)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 48,50 = 60,62 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.17)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{1957,94}{0,62} = 32,30 \text{ м}$$

Разбиваем водосливной фронт на отдельные отверстия, приводя ширину пролета к стандартному значению, при этом фронт должен быть больше или равен расчетному.

$$B = n \cdot b = 3 \cdot 12 = 36 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где n – число пролетов;

b – стандартная ширина пролета, принимается 12 м.

Толщина быка в зависимости от пролета, равна:

$$\delta_{\text{Б}} = (0,12 \div 0,16) \cdot b = (0,12 \div 0,16) \cdot 12 = 1,44 \div 1,92 \text{ м} \quad (6.19)$$

Принимаем разрезной бык с $\delta_{\text{Б}} = 3 \text{ м}$.

6.2.2 Расчет аварийного водосброса

По формуле (6.20) определяют площадь водосбросных отверстий $\omega_{\text{во}}$, затем назначают их число и размеры водосбросного отверстия.

$$Q = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gH_{\text{во}}}, \quad (6.20)$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{522,76}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46,5}} = 21,63 \text{ м}^2, \quad (6.21)$$

где Q – расход через аварийный водосброс, $\text{м}^3/\text{с}$;

ω_{BO} – площадь выходных отверстий, м²;
 μ – коэффициент расхода, равный 0,8;
 H_{BO} – напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{BO}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 360,0 - 313,5 = 46,5 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $\nabla \text{ВО}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия, равная:

$$\nabla \text{ВО} = \nabla \text{ПО} + \frac{h_{\text{BO}}}{2} = 312 + \frac{3}{2} = 313,5 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где $h_{\text{BO}}=3\text{м}$ – высота отверстия, принята предварительно;
 $\nabla \text{ПО}$ – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla \text{ПО} = \nabla \text{ДНА} + h_{\text{п}} = 310 + 2 = 312\text{м}, \quad (6.24)$$

где $h_{\text{п}}=2\text{м}$ – высота порога, м.

Ширина выходного отверстия:

$$b'_{\text{BO}} = \frac{\omega_{\text{BO}}}{h_{\text{BO}}} = \frac{21,63}{3} = 7,21 \text{ м} \quad (6.25)$$

Количество донных водосбросов $n=4$. Ширина одного донного отверстия водосброса:

$$b_{\text{BO}} = \frac{b'_{\text{BO}}}{4} = \frac{7,21}{4} = 1,8 \text{ м} \quad (6.26)$$

Окончательно принимаем $b_{\text{BO}} = 2 \text{ м}$.

В итоге принимаем два водовыпуска, высота которых 3 м, ширина 2 м соответственно. При этом площадь одного сечения 6 м².

6.2.3 Определение отметки гребня водослива

Определяем напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{\sigma_{\text{н}} \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1957,94}{1 \cdot 1,049 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,56 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \sigma_n \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.28)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

σ_n – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\sigma_n = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{8,56}{12} = 0,92, \quad (6.29)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролетов;

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

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{31957,94}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1,36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,03 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива определяется как:

$$H_B = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.30)$$

где
$$v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО})(B + (n-1) \cdot \delta_B)} \quad (6.31)$$

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_0 = \frac{1957,94}{(360 - 310)(36 + (3-1) \cdot 3)} = 0,93 \text{ м/с}$$

Напор на гребне водослива:

$$H_B = 9,03 - \frac{1,1 \cdot 0,93^2}{2 \cdot 9,81} = 8,98 \text{ м}$$

Стандартное значение $H_{\text{ст}} = 9 \text{ м}$.

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 360 - 9 = 351 \text{ м} \quad (6.32)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 351 + 1,6 \cdot 9 = 365,4\text{м} \quad (6.33)$$

Принимаем $\nabla_{ГБ} = 366$ м.

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта – наибольшую из: $\nabla_{ГБП} = 363$ м, $\nabla_{ГГП} = 363$ м, $\nabla_{ГБ} = 366$ м.

За отметку плотины принимаем: $\nabla_{ГБ} = 366$ м.

6.2.4 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Поверочный расход через водобросную плотину:

$$Q_{р.пов} = Q_{max.пов} - Q_{га} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}}, \quad (6.34)$$

где $Q_{max.пов}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений;

n – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{га}$ – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{р.пов} = 3399,30 - 106,6 - \frac{5,42 \cdot 10^9}{4 \cdot 2592000} = 2556,74 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{\sigma_n \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2556,74}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,23 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \sigma_n \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.36)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

σ_n – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\sigma_H = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{10,23}{12} = 0,91, \quad (6.37)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролетов;

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

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$H_{02} = \left(\frac{2556,74}{0,49 \cdot 0,99 \cdot 1,36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,90 \text{ м}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.38)$$

$$\text{где } v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНО})(B + (n-1) \cdot \delta_B)} \quad (6.39)$$

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_{0\text{пов}} = \frac{2556,74}{(363 - 310)(36 + (3-1) \cdot 3)} = 1,15 \text{ м/с,}$$

$$H_{\text{пов}} = 10,90 - \frac{1,1 \cdot 1,15^2}{2 \cdot 9,81} = 10,83 \text{ м}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 351 + 10,83 = 361,83 \text{ м} \quad (6.40)$$

Так как расчетной отметки $\nabla\text{ФПУ}_p = 361,83$ м не достаточно для пропуска поверочного расхода, принимаем отметку $\nabla\text{ФПУ} = 363$ м.

6.2.5 Построение оголовка водослива по Кригер–Офицерову

Очертание оголовка строится по координатам Кригера–Офицера, где координаты, представленные в таблице 6.2, перемножаются на $H_{\text{ст}} = 9$ м.

Таблица 6.2 – Приведенные координаты очертания гребня водослива

x	y	x*	y*
0	0,126	0	1,134
0,1	0,036	0,9	0,324
0,2	0,007	1,8	0,063
0,3	0	2,7	0
0,4	0,006	3,6	0,054
0,5	0,027	4,5	0,243
0,6	0,06	5,4	0,54
0,7	0,1	6,3	0,9
0,8	0,146	7,2	1,314
0,9	0,198	8,1	1,782
1	0,256	9	2,304
1,1	0,321	9,9	2,889
1,2	0,394	10,8	3,546
1,3	0,475	11,7	4,275
1,4	0,564	12,6	5,076
1,5	0,661	13,5	5,949

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

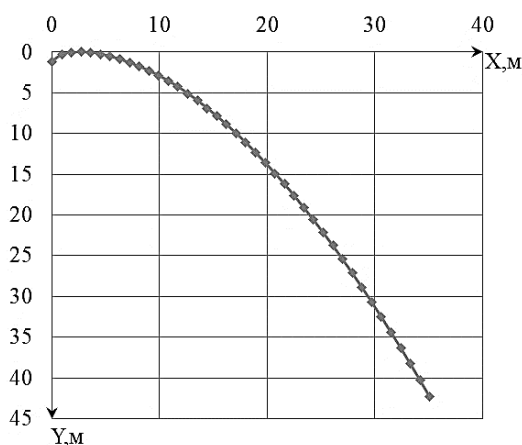


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.3 Расчет сопряжения потоков в НБ

Определим параметры гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{(B + (n-1)\delta_B)^2 g}}, \quad (6.41)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1957,94^2}{(36 + (3-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 6,25 \text{ м}$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h'_{c1})}} = \frac{54,4}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (360 - 310 - 0)}} = 1,93, \quad (6.42)$$

$$q_c = \frac{Q_{осн.расч}}{B} = \frac{1957,94}{(36 + (3-1) \cdot 3)} = 46,6 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.43)$$

Уточним величину первой сопряженной глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h'_{c1})}} = \frac{46,4}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (360 - 310 - 1,93)}} = 1,68 \quad (6.44)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c1}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,68}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{6,25}{1,68} \right)^3} - 1 \right) = 16,20 \text{ м} \quad (6.45)$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_c = 16,20 \text{ м} > h_{НБ} = 9,7 \text{ м}$, то имеем отогнанный прыжок.
 где $h_{НБ}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{max.осн}$
 Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

Применим гашение избыточной энергии с помощью носка трамплина.

6.3.1 Расчет носка трамплина и дальность отлета струи

Из рекомендаций отметка носка принимается выше максимальной отметки нижнего бьефа. Максимальная отметка нижнего бьефа при расчетном случае $\nabla_{НБQ_{0,01\%}} = 320,36 \text{ м}$, тогда $h_{НБQ_{0,01\%}} = 10,36 \text{ м}$.

Высота от дна до носка:

$$a = h_{НБQ_{0,01\%}} + 2 = 10,36 + 2 = 12,36 \text{ м} \quad (6.46)$$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНО} + a = 310 + 12,36 = 322,36 \text{ м} \quad (6.47)$$

Определим напор воды на носке:

$$z_H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НОС} = 360 - 322,36 = 37,64 \text{ м} \quad (6.48)$$

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

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 37,64} = 24,46 \text{ м/с}, \quad (6.49)$$

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} - h_{\text{НБ}} = 360 - 310 - 9,7 = 40,3 \text{ м} \quad (6.50)$$

Определим дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{z_0}{z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.51)$$

где α – угол наклона носка, $\alpha = 30^\circ$;

$K_a = 1$ – коэффициент аэрации, принимаемый исходя из числа Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{24,46^2}{9,81 \cdot 2,48} = 24,60 \leq 35, \quad (6.52)$$

где h_H – высота потока воды на носке, определяется по формуле:

$$h_H = \frac{q_B}{v_H} = \frac{60,62}{24,46} = 2,48 \text{ м},$$

$$\begin{aligned} L &= 1 \cdot 37,64 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{40,3}{37,64} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) = \\ &= 57,1 \text{ м} \end{aligned} \quad (6.53)$$

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

$$L > 0,4 \cdot (\nabla \text{ГП} - \nabla \text{ДНО}),$$

$$51,4 \text{ м} > 22,4 \text{ м}$$

Определим глубину размыва:

$$H_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}},$$

где t определяется как:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{н6}}{d}} \cdot h_{н} = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{24,60}) \cdot \sqrt{24,60} \cdot \sqrt[4]{\frac{9,7}{1}} \cdot 2,48 = 23,91 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где d – средняя крупность грунта, принимаем $d = 1$ м.

Тогда:

$$H_{раз} = 23,91 - 3,15 = 20,76 \text{ м}$$

Принимаю $H_{раз} = 24$ м.

Определим расстояние от плотины центра размыва ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \quad (6.55)$$

$$\text{где } tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{н} \cdot \cos\alpha + a - h_{н6})}{v_{н}^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \sqrt{tg^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,48 \cdot \cos 30 + 12,36 - 9,7)}{24,46^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,72, \quad (6.56)$$

где $a = 12,36$ м – высота от дна до носка.

Тогда:

$$L_1 = 57,1 + \frac{23,91}{0,72} = 90 \text{ м}$$

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

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7H_{раз} = 2,5 \cdot 6,25 + 3,7 \cdot 14,21 = 68,2 \text{ м} \quad (6.57)$$

6.4 Конструирование бетонной плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, что показано на рисунке 6.2.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

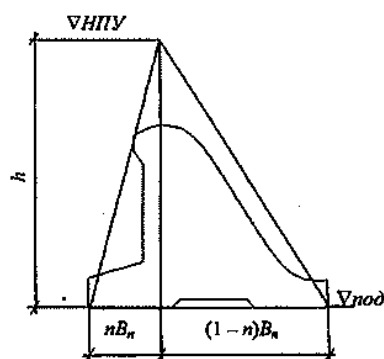


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

$$B_{\Pi} = (\text{НПУ} - \text{ПОД}) \cdot (0,67 \div 0,7) = 50 \cdot (0,67 \div 0,7) = 33,5 \div 35\text{м} \quad (6.58)$$

Исходя из предварительных расчетов, принимаю ширину подошвы плотины $B_{\Pi} = 35$ м.

6.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине, а также с разрезкой на блоки бетонирования.

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

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}} = 12 + 3 = 15 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;
 $\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-усадочных швов принимаем равной 5 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

6.4.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия.

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов, под защитой которых выполняются ремонтные работы (рисунок 6.3).

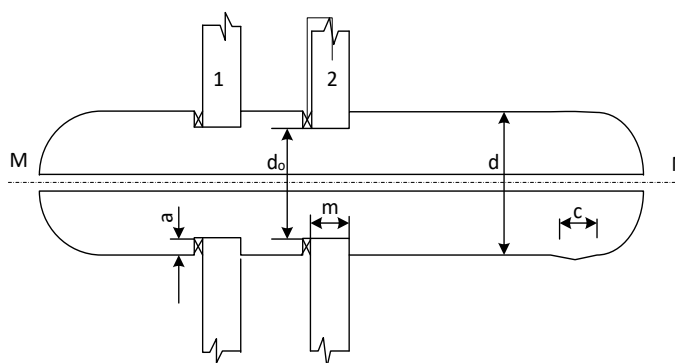


Рисунок 6.3 – Схема разрезного быка в плане

Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верхней стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стоек.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет – 0,7х0,7 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5х0,5 м.

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

6.4.4 Устои

На Ниманской ГЭС предусмотрены два отдельных устоя.

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

6.4.5 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 6 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верхней гранью

быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 14 м.

6.4.6 Галереи и дренаж в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 14м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х3,5м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2х2,5м.

Устанавливаем галереи на отметках 344,00м и 327,50м.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

Дренаж в теле плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.60)$$

$$a_{др} \geq \frac{50 \cdot 1,25}{25},$$

$$a_{др} \geq 2,5 \text{ м},$$

где $a_{др}$ – расстояние от напорной грани до оси дренажа;

$H_{др}$ – напор над расчетным сечением;

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 25$).

$$H_{др} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 360 - 310 = 50 \text{ м} \quad (6.61)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 2,7 м.

6.4.7 Расчет цементационной завесы и дренажа

На скальном основании как правило устраиваются только вертикальные дренажные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{\text{п}} = (0,10 \div 0,25) \cdot 35 = 3,5 \div 8,75 \text{ м}, \quad (6.62)$$

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

Принимаю $l_3 = 4,2$ м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (360 - 310) = 30 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где H_d – максимальный напор над расчетным сечением.

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}}, \quad (6.64)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе;

$J_{\text{cr.m}}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{\text{cr.m}} = 15$).

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d = 50 - 0,4 \cdot 50 = 30 \text{ м}, \quad (6.65)$$

$$\delta_3 \geq \frac{30 \cdot 1,25}{15},$$

$$\delta_3 \geq 2,5 \text{ м} \approx 3 \text{ м}$$

Глубину дренажных скважин равна:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 30 = 18 \text{ м} \quad (6.66)$$

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

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 6,2 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины. Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при ∇ НПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе.

Нагрузки собирают на одну секцию, а при сплошном поперечном сечении плотины нагрузки собирают на 1 п. м. длины сооружения.

6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{\text{пл}} = 1063 \text{ м}^2$, $S_{\text{б}} = 1286 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1063 \cdot 12 \cdot 24}{12 + 3} = 20410 \text{ кН/м}, \quad (6.67)$$

где b – ширина пролета;
 $\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес бетона;
 $\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1286 \cdot 3 \cdot 24}{12 + 3} = 6173 \text{ кН/м} \quad (6.68)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 150^{1,5} \cdot 9,81 = 991 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (363 - 351 + 0,5) \cdot 12 = 150 \text{ м}^2 \quad (6.70)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{991}{12 + 3} = 66 \text{ кН} \quad (6.71)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$T_{\text{ВВ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 52^2}{2} = 13520 \text{ кН}, \quad (6.72)$$

где H_B – высота плотины:

$$H_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 360 - 308 = 52 \text{ м} \quad (6.73)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 2,44^2}{2} = 29,77 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где H_H – определяется по формуле:

$$H_H = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 310,44 - 308 = 2,44 \text{ м} \quad (6.75)$$

6.5.3 Равнодействующая взвешенного давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_H \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_B = 2,44 \cdot 35 \cdot 10 = 854 \text{ кН}, \quad (6.76)$$

где H_H – определяется по формуле;
 $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы, определена в пункте.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 360 - 310,44 = 49,56 \text{ м} \quad (6.77)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 49,56 = 19,82 \text{ м}, \quad (6.78)$$

$$H_{dr} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 49,56 = 9,91 \text{ м}, \quad (6.79)$$

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_B = 348 \cdot 10 = 3480 \text{ кН} \quad (6.80)$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.4.

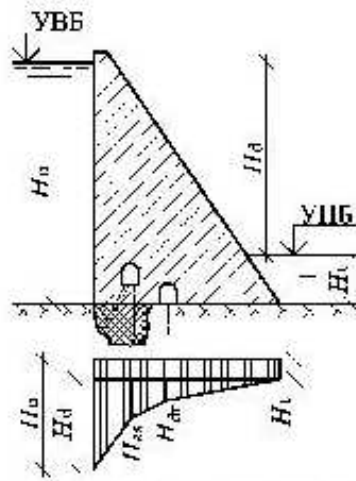


Рисунок 6.4 – Эпюра фильтрационного давления

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right), \quad (6.81)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_n – толщина слоя наносов, $h_n = 2$ м;
 φ_n – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_n = 20$.

$$p_n = 10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \text{ кН/м}^2 \quad (6.82)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_n = \frac{p_n \cdot h_n}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН} \quad (6.83)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_n \cdot h_n \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.84)$$

$$p_1 = 10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -105 \text{ кН/м}^2 \quad (6.85)$$

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

$$p_2 = (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.86)$$

$$p_2 = (10 \cdot 2 + 18,05 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -96 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_{в} = 28 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 18,05 \text{ кН/м}^3, \quad (6.87)$$

где n – пористость сухого грунта, для гранита $n = 0,005$;
 c – сцепление грунта, равное 110 кПа.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-105 - 96}{2} = -101 \text{ кН} \quad (6.88)$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{гр} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.89)$$

$$p_{гр} = 18,05 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{37}{2} \right) + 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 + \frac{37}{2} \right) = 586 \text{ кН/м}^2,$$

$$E_{пас} = \frac{p_{гр} \cdot h_{гр}}{2} = \frac{586 \cdot 2}{2} = 586 \text{ кН} \quad (6.90)$$

6.5.6 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \gamma_{в} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.91)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 2,13 \cdot \left(\frac{23,40}{\pi} + \frac{0,61}{2} \right) = 82,57 \text{ кН/м},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 2,13$ м;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 23,40$ м.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 2,13^2}{23,40} = 0,61 \text{ м} \quad (6.92)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{23,40}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,13 = 2,93 \text{ м} \quad (6.93)$$

6.6 Оценка прочности плотины

6.6.1 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{\text{ВБ}}$	1	→	13520	13520	17,04	230380,8
$T_{\text{НБ}}$	1	←	29,77	29,77	-0,81	-24,1
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	20410	19389,12	-6,44	-124865,9
G_6	0,95	↓	6173	5864,16	-7,17	-42046,0
$W_{\text{вз}}$	1	↑	854	854	0	0,0
$W_{\text{ф}}$	1	↑	3480	3480	8,28	28814,4
$E_{\text{н}}$	1,2	→	9,8	11,76	2,67	31,4
$E_{\text{пас}}$	0,8	←	586	468,8	-0,67	-314,1
$W_{\text{волн}}$	1	→	82,57	82,57	46,1	3806,5
q_3	0,9	↓	66	59	-14,49	-861,8

$$\sum M = 94921 \text{ кН} \cdot \text{м},$$

$$\sum N = G_{\text{пл}} + G_6 + q_3 - W_{\text{вз}} - W_{\text{ф}}, \quad (6.94)$$

$$\sum N = 19389,12 + 5864,16 + 59 - 854 - 3480 = 20979 \text{ кН}$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{20979}{35} + \frac{6 \cdot 94921}{35^2} = -134,5 \text{ кПа}, \quad (6.95)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 B_{Π} – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -134,5 \cdot 0^2 - 10 \cdot 52 \cdot (1 - 0^2) = \\ &= -520 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.96)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 52 - 134,5) = 0 \text{ кПа} \quad (6.97)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -134,5 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 52 \cdot 0^2 = \\ &= -134,5 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (6.98)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 52 = -520 \text{ кПа} \quad (6.99)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{20979}{35} - \frac{6 \cdot 94921}{35^2} = -1064,3 \text{ кПа}, \quad (6.100)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 B_{Π} – ширина подошвы плотины;
 N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2) = -1064,3 \cdot 0,67^2 - 10 \cdot 2,44 \cdot (1 - \\ &- 0,67^2) = -491,2 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.101)$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 2,44 + (-1064,3)) \cdot 0,67 = \\ &= 969,7 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (6.102)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -491,2 \cdot (1 + 0,67^2) + 10 \cdot 2,44 \cdot \\ &\cdot 0,67^2 = -1531 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (6.103)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2,44 = -24,4 \text{ кПа} \quad (6.104)$$

Напряжения, действующие на плотину, сведем в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-134,5	-1064,3
σ_x	-520	-491,2
τ_{xy}	0	696,7
σ_1	-134,5	-24,4
σ_3	-520	-1531

Сбор нагрузок на водосливную плотину и эпюры напряжений представлены в приложении Г, рисунок Г1.

6.6.2 Критерии прочности плотины и ее основания

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.105)$$

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

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

$\gamma_{cd} = 0,9$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}|}{\gamma_c} = \frac{1,25 \cdot 0,9 \cdot 1531}{1} = 1722,5 \text{ кН/м}^2 \quad (6.106)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1722,5 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

В данной работе $\sigma_y^u = -134,5 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.107)$$

$$|-134,5| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 52,$$

$$\text{т.е. } 134,5 \text{ кН/м}^2 \geq 130 \text{ кН/м}^2$$

Условие выполняется.

6.6.3 Основание устойчивости плотины

Плотина рассчитывается на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.108)$$

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

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

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R = (G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{п} = (6173 + 20410 - 854 - 3480 + 59) \cdot 0,75 + 468,8 \cdot 0,7 + 110 \cdot 35 = 19912 \text{ кН/м}^2, \quad (6.109)$$

где $tg\varphi$ – тангенс угла внутреннего трения для гранита 0,75;
 c – сцепление для грунта, 110 кН/м²;
 $B_{п}$ – ширина подошвы плотины 35м.

Сдвигающая сила:

$$F = T_{вб} - T_{нб} + W_{волн} + E_{н} = 13520 - 29,77 + 82,57 + 11,76 = 13585 \text{ кН/м}^2, \quad (6.110)$$

$$\frac{19912 \cdot 0,95}{13585 \cdot 1} \geq 1,25,$$

1,39 > 1,25, поэтому условие выполняется.

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

7.1 Сведения о районе строительства

Наводнения на Дальнем Востоке заставили задуматься о реализации мероприятий, направленных на снижение ущерба в регионе, от такого рода стихийных бедствий. Наиболее эффективным способом борьбы с наводнениями является строительство регулирующих водохранилищ, способных задерживать паводковый сток (противопаводковые гидроузлы). Поскольку Ниман является правым притоком реки Бурея, возведение ГЭС позволит значительно облегчить работу Бурейского водохранилища и соответственно ситуацию по борьбе с паводками.

Место строительства гидроузла не расположено на территории заповедных и особоохраняемых зон. Ближайшая заповедная зона «Буреинский заповедник» расположена примерно в 53 км от места строительства гидроузла. Заповедник расположен на территории Верхнебуреинского района Хабаровского края в бассейнах рек Левая и Правая Бурея.

Горный хребет Эзоп, откуда начинается река Ниман в Хабаровском крае, является северным продолжением Буреинского хребта. В верхнем течении у реки Ниман типично горный характер и несколько порогов возвышаются над водной гладью. Берега покрыты лиственными лесами и толстым слоем мха. Характерной особенностью почв является их маломощность. На горных склонах толщина почвенного слоя не превышает 10-25 см, причем этот слой наполовину состоит из обломков горных пород.

Растительный покров доминируют – лиственница Каяндера, ель аянская, кедровый стланик, береза каменная, тополь душистый. Классических ельников очень мало (как везде на дальнем востоке). На нижнем поясе встречается еще и пихта. И, наоборот, на верхних – кедровый стланик и ольховник кустарниковый. Небольшая доля отводится и широколиственным лесам.

На территории преобладают рябчик, глухарь, кедровка, свиристель, белая куропатка, в отдельных районах обитает фазан. Из водоплавающих птиц край населяют гуси, крохали, утки.

В реке Ниман обитают хариус, ленок, таймень, щука и другие виды рыб.

Основные лесные представители в Хабаровском крае: лисица, волк, рысь, амурский тигр. Также в лесах встречаются лоси, косули, олени, кабарга и кабаны. Животные, занесенные в Красную книгу - жужелица, амурский кот, белошекая крачка, амурский полоз, белая сова, а также серый журавль.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Ниман на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период

строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в реку необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ в концентрациях, не превышающими ПДК.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимализации воздействия на окружающую среду 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;
- переселение населения из зоны затопления.

В рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить очистку ложа от древесной и кустарниковой растительности, а также остатков строений и мусора.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- 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

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления, подлежат удалению сооружения, зачищается территория, строительный мусор сжигается или же вывозится, отходы обрабатываются и также вывозятся.

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (605910 м³);

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

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{605910 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 27266 \text{ т}$$

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

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5.

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (60591 т), (10% от объема бетонных работ);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{60591 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1212 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 27266 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1212 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Ниманской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселков, в пределах промплощадок объектов Ниманской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02.

7.6 Безопасность гидротехнических сооружений

Ниманская ГЭС согласно проекту, относится к I классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

В случае возникновения масштабной аварии на ГЭС, такой как прорыв напорного фронта, последствия могут быть катастрофическими для всего региона. По тому обеспечение безопасности гидротехнических сооружений является одной из первостепенных задач, а вся ответственность будет лежать на собственнике ГЭС.

Содержание и порядок составления Декларации о безопасности ГТС утверждается на основе Федерального закона «О безопасности гидротехнических сооружений». Госэкспертиза является обязательной на всем этапе жизни гидроэлектростанции.

В состав эксплуатационного персонала должна входить служба мониторинга. Задачей этого спецподразделения будет оценка, визуальный осмотр и работа с контрольно-измерительной аппаратурой.

7.7 Противопожарная безопасность

Комплекс мер по предотвращению распространения пожара и средства пожаротушения на гидроэлектростанциях предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда на предприятии также предполагает изучение пожарной безопасности для работников и руководителей.

Месторасположение пожарной части предусматривается в непосредственной близости от гидроузла.

Участки станции оснащаются системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта, автоматическим пуском системы пожаротушения. Контроль осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

Объектами автоматического водяного пожаротушения на Ниманской ГЭС являются:

- гидрогенераторы ВГС 650/130-32;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- и т.д.

На гидрогенераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, которые сигнализируют о наличии возгорания. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Пожаротушение осуществляется вручную.

В туннелях с кабелями размещен 1 датчик на 50 метров туннеля. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения. Раз в сутки осуществляется обход.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическим и дистанционным ручным управлением.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является нижний бьеф.

Противопожарные трубопроводы закольцованы и разделены секционными задвижками обеспечивающие непрерывную подачу воды в противопожарную систему ГЭС. Заполненные водой трубопроводы, расположены в помещениях с температурой не менее +5°C, прокладка производится открыто.

Все помещения на Ниманской ГЭС оснащены инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для конкретного помещения, а также средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Подготовка инженерно-технического персонала, рабочих и служащих Ниманской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Все лица, пришедшие на работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную или преддипломную практику на Ниманскую ГЭС, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства.

7.8 Требования по охране труда

До начала выполнения работ рабочий обязан:

- пройти предварительный медицинский осмотр; при этом должен сообщить медицинской комиссии все данные о состоянии своего здоровья;
- пройти при поступлении на работу, связанную с повышенной опасностью или ответственностью за безопасность, специальное психофизиологическое тестирование;
- приступить к выполнению своих обязанностей только при положительном заключении медицинской комиссии на предмет возможности выполнять определенные работы по состоянию здоровья;
- получить инструктажи по безопасности производства работ:
 - 1) вводный – у работников службы охраны труда предприятия;

2) первичный на рабочем месте – у руководителя подразделения по отдельным программам с фиксацией в специальных журналах под роспись инструктирующих и инструктируемого;

3) повторный от непосредственного руководителя работ;

4) целевой.

– получить на руки под роспись инструкцию (инструкции) по охране труда по своей профессии, по безопасному производству определенных работ и другие нормативные документы по охране труда;

– пройти теоретическое и производственное обучение по охране труда через службу по охране труда и технике безопасности;

– пройти проверку знаний норм охраны труда по своей профессии и видам поручаемых работ; получить удостоверение с результатами проверки знаний;

– пройти в необходимых случаях до начала самостоятельной работы стажировку по своей профессии или виду работ;

– пройти специальную подготовку по оказанию первой помощи при несчастных случаях и заболеваниях на производстве;

– проверить перед началом работы на своем рабочем месте наличие, комплектность и исправность необходимых средств защиты, приспособлений, ограждающих устройств, инструмента, приборов контроля и безопасности; сообщить своему непосредственному руководителю об имеющихся недостатках.

Работник не может приступать к работе, если не выполнен хотя бы один из предыдущих пунктов.

Подготовку рабочих мест, с точки зрения техники безопасности, осуществляет оперативная служба, служба охраны труда и другие допущенные к данной деятельности.

Работник должен немедленно прекратить работу в случае появления аварийной ситуации, опасности повреждения своего здоровья или здоровья окружающих людей или их гибели.

По окончании работы работник должен убрать рабочее место, сдать полученные средства защиты и инструмент и доложить об окончании работ своему непосредственному руководителю.

Все работы на территории Ниманской ГЭС производятся по нарядам-допускам, распоряжениям.

8 Технико–экономические показатели

8.1 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупненно показаны в календарном графике (приложение Д, рисунок Д1).

Данные по оценке объемов реализации электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	142	142	142	142	142
Число часов использования установленной мощности	Часы	4450	4450	4450	4450	4450
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	631619,79	631619,79	631619,79	631619,79	631619,79
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды за год	МВт·ч	9474,3	9474,3	9474,3	9474,3	9474,3
Объем реализации электроэнергии за год	МВт·ч	622145,49	622145,49	622145,49	622145,49	622145,49
Тариф на электроэнергию	руб./ МВт·ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии за год	млн.руб..	711,1	731,0	750,3	768,3	785,1
НДС к выручке от реализации электроэнергии	млн.руб.	118,5	121,8	125,1	128,1	130,9

Глядя на табличные значения можно сделать вывод, что в годы реализации проекта с 2024 по 2028 годы наблюдается увеличение тарифов на электроэнергию (руб./МВт·ч), исходя из чего наблюдается заметный рост выручки (млн.руб.).

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании документа «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 г.г. от 16.01.2017 №9.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро»,

дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./Мвт	Сумма, млн.руб..
Расходы на оплату труда	255,2	36,2
Прочие	274,0	38,9
Итого по ГЭС		75,1

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

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
0,06 %	0,09 %	0,14 %	0,20 %

Стоимость услуг регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии едиными сценарными условиями «РусГидро» (таблице 8.4):

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, тыс.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	19218,5
НП АТС	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1345,9
ЦФР	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	390,1
Итого		20954,6

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Ниман составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	60,0	99,4	110,1	110,1	110,1
Расходы на страхование, млн.руб.	34,8	50,9	53,6	53,6	53,6
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	75,1	75,1	75,1	75,1	75,1
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	26,1	38,1	60,3	60,3	60,3
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Налог на воду, млн.руб.	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Итого, млн.руб.	222,9	290,4	325,9	325,9	325,9

Из таблицы текущих затрат, при постоянных значениях налога на воду и расходов на ремонт, и расходы регулирующих компаний, наблюдается рост денежных затрат.

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



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Диаграмма дает наглядное представление о затратах ГЭС в процентном эквиваленте, наибольшую величину имеют амортизационные отчисления, на них приходится 34 %. Амортизационные отчисления необходимы для своевременного обновления и замене устаревшего оборудования электростанции, без ущерба для предприятия.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

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

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб.	202,6	214,0	220,2	226,7	233,0
НДС, млн.руб.	-	195,6	272,0	278,0	283,9
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,6	6,1	6,1	6,1	6,1
Налог на имущество, млн.руб.	68,1	112,8	110,4	108,0	105,6
Итого, млн.руб.	281,3	528,6	608,7	618,8	628,6

В первые годы НДС отсутствуют. Наибольшую процентную величину от общих налоговых расходов имеет налог на прибыль и НДС. Это связано с тем, что выработка электроэнергии станции растет.

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и ее себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	1207,1	1240,6	1273,1	1303,5	1334,2
Текущие расходы, млн.руб.	222,9	290,4	325,9	325,9	325,9
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	984,2	950,1	947,2	977,6	1008,3
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	196,8	190,0	789,4	195,5	201,7
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	787,4	760,1	757,7	782,1	806,6
Ставка налога на прибыль, %	240	240	240	240	240

Чистая прибыль по проекту, без скачков, начинается с 2026 года реализации проекта. Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.2.

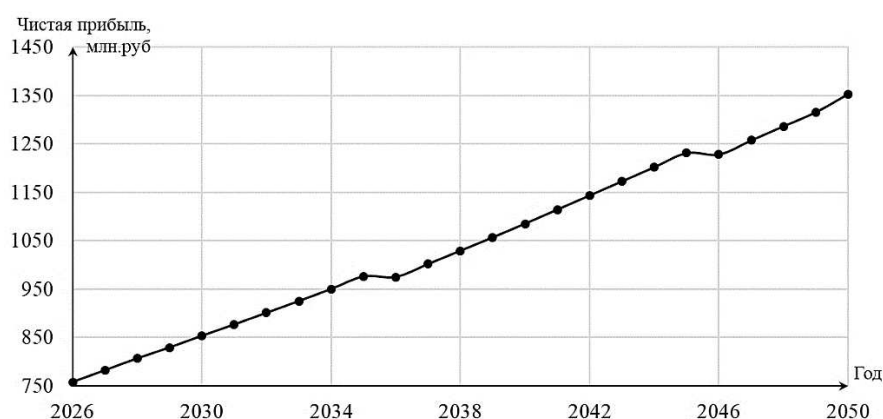


Рисунок 8.2 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту, млн. руб.

8.2.1 Анализ денежных потоков

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

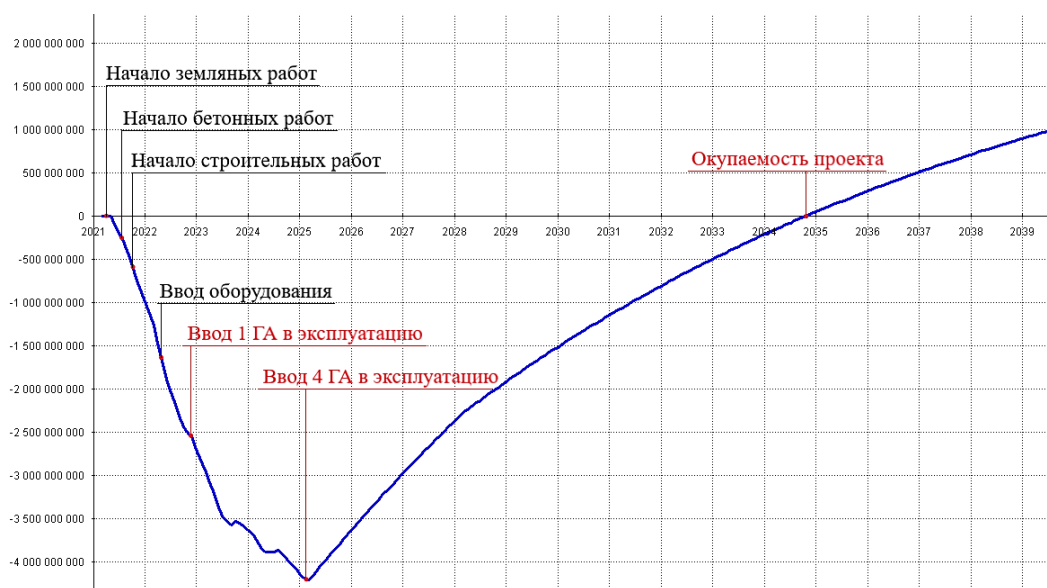


Рисунок 8.3 – График Cash-Flow

На графике видно, что проект окупается после проведения всех этапов возведения плотины, ввода всего оборудования и строительства ЛЭП и КРУЭ. Провисание графика (его ориентированность в отрицательную сторону) связана с высокими капиталовложениями на покупку и ввод оборудования. Нагляднее этапы ввода оборудования можно отследить в приложении Д, рисунок Д1.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 г.г.»).

8.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. чистый, дисконтированный доход;
2. индекс прибыльности;
3. срок окупаемости;
4. и т.д.

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ПАО 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 ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 г.г.».

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) период прогнозирования для проекта Ниманской ГЭС на реке Ниман составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;
- 2) используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года;
- 3) предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта является расчет показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта Ниманской ГЭС на реке Ниман

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости - РВ, мес.	104
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	2218,12
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,52
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	16,63
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	0,18
Удельные капиталовложения, руб./кВт	147148,6

Проект Ниманской ГЭС на реке Ниман является прибыльным, так как индекс прибыльности равен 1,52; также показатель чистого приведенного дохода – $NPV > 0$, это говорит о привлекательности проекта для инвестирования. ГЭС является самым капиталоемким источником электрической энергии, срок окупаемости ГЭС средней мощности до 15 лет. Период окупаемости составляет 104 месяца или чуть меньше 9 лет, что немного, учитывая мощность станции в 142 МВт.

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений величина которых представлена в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб.	219,1	210,3	212,8	219,4	421,6
В региональный бюджет, млн.руб.	68,1	106,4	117,7	115,3	112,8
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	287,2	316,6	330,5	334,6	534,5

Большую часть всех налоговых поступлений занимает федеральный бюджет, региональный занимает малую часть. Федеральный бюджет включает в себя налоги: НДС, налоги на прибыль, водный налог и взносы во внебюджетные фонды. Региональный бюджет равен налогу 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 индекса доходности к изменениям:

- а) ставки налогов;
- б) объема инвестиций;
- в) цены сбыта;
- г) ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

График изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов представлен на рисунке 8.4.

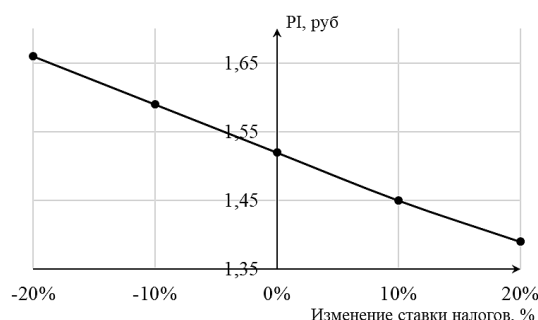


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению доходности проекта.

График изменения PI в зависимости от изменения объема инвестиций представлен на рисунке 8.5.

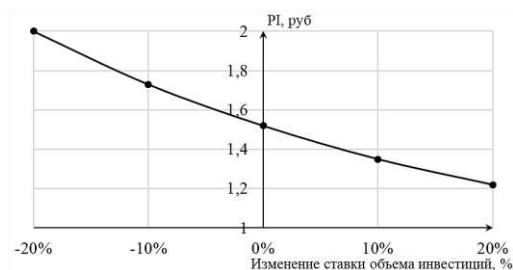


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению доходности проекта.

График зависимости PI от изменения цены сбыта представлен на рисунке 8.6.

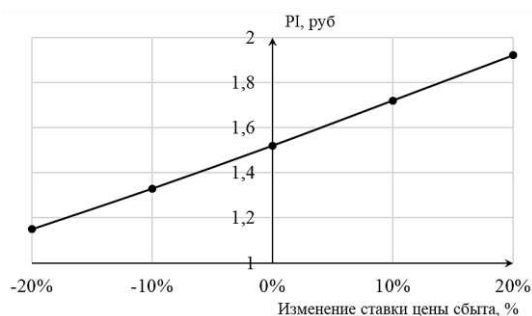


Рисунок 8.6 – Зависимость PI от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта приводит к увеличению доходности проекта.

График зависимости PI от изменения ставки дисконтирования представлен на рисунке 8.7.

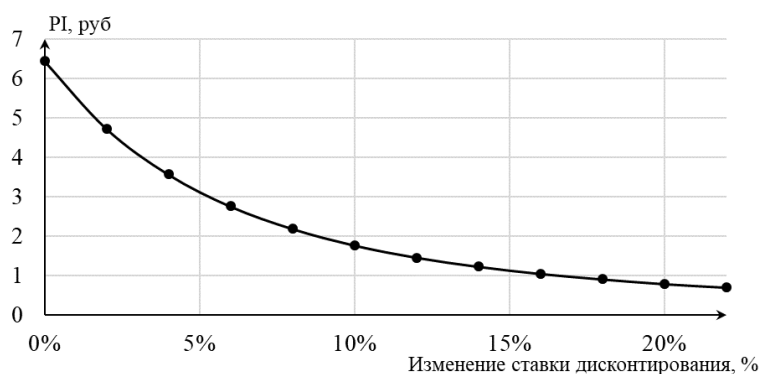


Рисунок 8.7 – Зависимость PI от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта.

Сильнее всего на индекс доходности влияют ставка дисконтирования и цена сбыта продукции.

9 Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения

9.1 Назначение и краткая характеристика узлов ГА

9.1.1 Подпятник

Подпятник является одним из наиболее ответственных конструктивных узлов гидроагрегата. Он воспринимает на себя нагрузки, создаваемых массой ротора и турбины, а также вертикальной составляющей давления воды.

Подпятники являются подшипниками скольжения и могут быть выполнены на любые практически необходимые нагрузки, поэтому во всех современных гидроагрегатах применяются исключительно они.

Состоит из 2 основных частей, как правило:

- вращающаяся – пята (в виде диска с зеркальной поверхностью, шероховатость должна быть не ниже восьмого класса (0,63 мкм);
- неподвижная – сегменты (опираются на регулируемые винтовые опоры, закрепленные в корпусе подпятника).

Подпятник установлен в масляной ванне (маслованне), расположенной на конической опоре или крестовине. Диск подпятника с помощью фиксирующих и крепежных элементов закреплен на центральной части остова ротора, между этими деталями находятся изоляционная прокладка. Центр геометрической площади сегмента, относительно оси опоры, должен иметь эксцентриситет, благодаря которому при вращении зеркала сегмент самоустанавливается и поворачивается навстречу движению.

Смазка подпятника обеспечивает образование масляного клина между сегментами и зеркальным диском. Толщина слоя смазки должна быть достаточной для того, чтобы предотвратить непосредственное соприкосновение трущихся поверхностей при всех режимах работы гидроагрегата. Он работает на самосмазке.

Охлаждение в маслованне осуществляется маслоохладителями, установленных на боковых поверхностях, по которым протекает охлажденная вода. Маслоохладители выполняются из прямых или U-образных трубок, диаметром 17 – 19 мм на 1 кВт потерь. Материалы трубок – медь, латунь и т.д. Для предотвращения выхода паров масла, масляная ванна снабжена системой уплотнений.

Подпятник с самоустанавливающимися сегментами, представлен на рисунке 9.1:

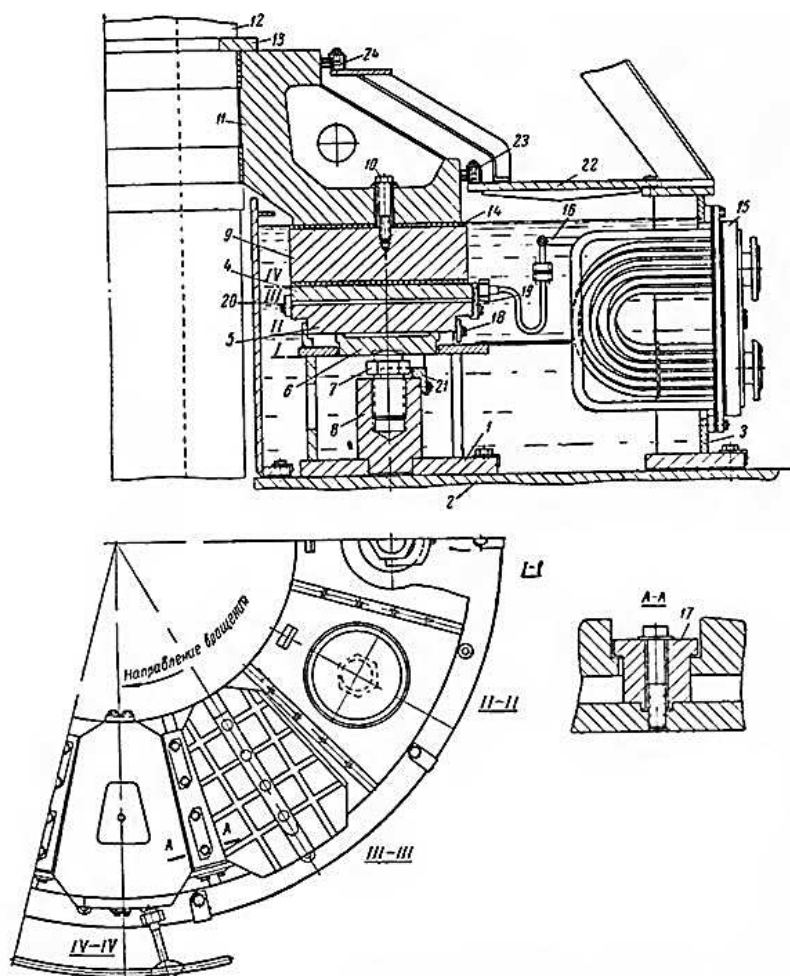


Рисунок 9.1 – Подпятник с самоустанавливающимися сегментами

Корпус (1) подпятника установлен на центральной части верхней крестовины (2). Масляная ванна (3) сварная и в зависимости от габаритов и конструкции генератора может быть целой или разъемной. Двуслойные сегменты, состоящие из верхней тонкой части (4) с баббитовой трущейся поверхностью и массивной нижней части (5), через упругие тарелки (6) эксцентрично опираются на болты (7) со сферической головкой. Применяются также сегменты однослойные. Опорные болты установлены в опорные стойки (8). Вращающийся диск (9) с зеркальной трущейся поверхностью закреплен болтами (10) и зафиксирован от тангенциального смещения штифтами на втулке подпятника (11), посаженной на вал генератора (12) в горячем состоянии. Втулка закреплена на валу кольцевой (13) и осевой шпонками. Между верхним диском и втулкой подпятника проложена электроизоляционная прокладка (14), предохраняющая детали подпятника от контактных нарушений их поверхностей блуждающими токами. Изолируются также болты крепления диска. Охлаждение масла производится маслоохладителями (15), все соединения которых вынесены на наружную поверхность масляной ванны. Для уменьшения момента трогания при пуске и обеспечения условий образования масляной пленки при пуске и останове агрегата в некоторых конструкциях крупных гидроагрегатов применяется принудительная подача масла под высоким давлением коллектором (16) к центру сегментов между трущимися поверхностями. При установившемся

режиме подача масла прекращается. При установке СЭМП сегментов нет необходимости в подаче масла. Постоянные расстояния между сегментами обеспечиваются упорами (17). От радиального перемещения нижняя часть сегмента предохраняется упорной планкой (18). Положение тонкой части сегмента фиксируется планками (19 и 20). Одинаковое высотное положение сегментов, обеспечивающее равномерное распределение осевой нагрузки между сегментами, регулируется опорными болтами после сборки подпятника на месте установки и фиксируется стопорами (21). Крышка (22) масляной ванны имеет двойное маслотовоздушное уплотнение (23, 24) по втулке подпятника. Протечки масла через неплотности болтовых соединений масляной ванны предотвращаются постановкой в этих соединениях маслостойких прокладок. Температура металла сегментов и масла в подпятнике измеряется термометрическими сигнализаторами и термометрами сопротивления, установленными в сегментах и в масле.

9.1.2 Турбинный подшипник

По роду антифрикционного материала разделяются на резиновые и баббитовые сегменты, и вкладыши. В резиновых смазка и охлаждение осуществляется водой; в баббитовых осуществляется маслом.

Предназначены для фиксации положения вала турбины и подвержены лишь действию радиальных нагрузок, вызываемых динамической неуравновешенностью ротора и несимметричностью потока воды.

Турбинный подшипник с масляной смазкой, представлен на рисунке 9.2:

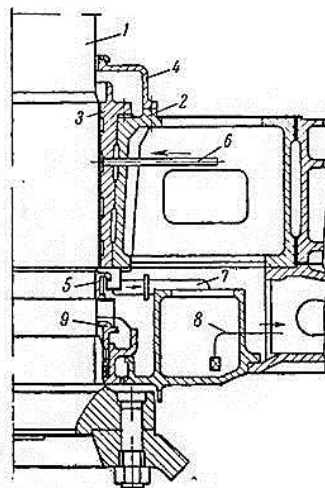


Рисунок 9.2 – Турбинный подшипник с масляной смазкой

Корпус подшипника (2) установлен на крышке турбины. Внутри корпуса закреплен разъемный вкладыш (3), залитый баббитом. Сверху корпуса размещена крышка подшипника (4), имеющая щелевое уплотнение, предохраняющее от протекания масла по валу (1) вверх. Подача масла в подшипник производится по маслопроводу (6). Снизу вкладыша на валу установлено отражательное кольцо (5), которое отбрасывает вытекающее из

подшипника отработанное масло в отводящий маслосборник (7). Из отводящего маслосборника масло транспортируется с помощью насоса по трубопроводу (8). Для предотвращения проникновения в подшипник воды из полости рабочего колеса под подшипником установлено сальниковое уплотнение (9).

Зазоры между валом и баббитовым вкладышем зависят от диаметра вала, для вала диаметром 500-630 мм зазор составляет 0,20-0,31 мм, для Ниманской ГЭС этот зазор составил 0,28 мм, т.к. диаметр вала 600 мм.

В нижней части корпуса установлены маслоохладители с радиаторами из латунных трубок. В трубках циркулирует вода из системы ТВС и отводится в НБ. Для заполнения и слива масла предусмотрены шаровые краны с фланцами, для заполнения – на ванне, а для слива — на нижней крышке. Давление подводимой воды 0,30–0,35 Мпа. Давление и расход контролируются датчиками, манометром и реле расхода. Без охлаждения водой продолжительность работы подшипника составляет 15 минут. Объем масла составляет 3,2 м³.

Турбинный подшипник с водяной смазкой, представлен на рисунке 9.3:

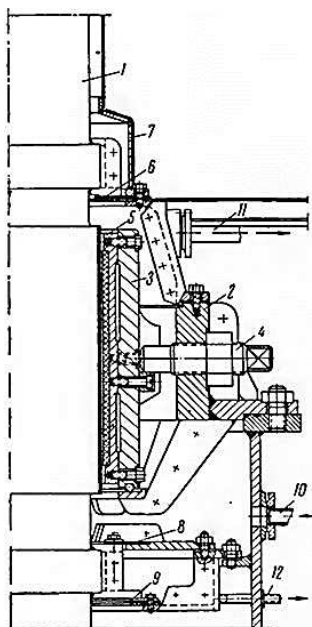


Рисунок 9.3 – Турбинный подшипник с водяной смазкой

Вода для смазки подшипника подается снизу по трубопроводу (10), а отводится сверху трубопроводом (11). Протечки воды по валу внизу отводятся по дренажной трубке (12). В некоторых конструкциях подшипников протечки воды по валу вверх предупреждаются обычными сальниковыми уплотнениями. Зазоры в подшипниках с резиновыми вкладышами обычно устанавливаются равными зазорам в баббитовых подшипниках или немного меньшими, так как резина легче деформируется.

9.1.3 Генераторный подшипник

Генераторный (направляющий) подшипник генератора воспринимает радиальную нагрузку от механического и электрического небаланса ротора и отклонения линии вала от оси вращения. Направляющий подшипник – сегментный. В радиальном направлении сегменты опираются на сферическую поверхность винтовых регулируемых опор, снизу сегменты опираются на изоляционное кольцо, соединенное с центральной частью.

Поверхность трения сегментов облицована эластичным металлопластмассовым покрытием. Это покрытие не требует шабровки (выравнивания поверхности из металла) на монтаже, оно подготовлено к работе на заводе – изготовителе. Для фиксации сегментов при регулировке зазоров в цилиндре центральной части крестовины имеются по два резьбовых отверстия на каждый сегмент для отжимных болтов.

Циркуляция масла в ванне обеспечивается радиальными отверстиями во втулке подшипника, работающими при вращении как центробежные насосы.

9.1.4 Система технического водоснабжения (ТВС)

Система технического водоснабжения (ТВС) предназначена для подачи воды системам и механизмам агрегата для их охлаждения и смазки. Потребителями технической воды являются:

- воздухоохладители гидрогенераторов с воздушным охлаждением;
- маслоохладители подпятника и подшипников гидрогенераторов;
- маслоохладители подшипников гидротурбин с масляной смазкой;
- теплообменники гидрогенераторов с водяным охлаждением;
- теплообменники систем тиристорного возбуждения с водяным охлаждением;
- подшипники гидротурбин с водяной смазкой;
- уплотнение валов гидротурбин;
- лабиринтные уплотнения рабочих колес РО гидротурбин при работе в режиме синхронного компенсатора;
- маслоохладители трансформаторов;
- маслоохладители маслонапорных установок;
- теплообменники и узлы вспомогательного оборудования и другие технологические водопотребители (компрессоры, воздуходувки, насосы и т.п.).

Маслоохладители предназначены для охлаждения масла подпятника и подшипников и располагаются, как правило, непосредственно в их масляных ваннах, в зоне циркуляции масла. Число маслоохладителей и подача охлаждающей воды зависят от отводимых потерь на трение в подпятнике и подшипниках. Иногда выполняются выносные маслоохладители, которые соединяются с масляными ваннами трубопроводами.

Подшипники гидротурбин используют воду для смазки и охлаждения. В подшипниках с водяной смазкой не допускается даже кратковременное прекращение подачи воды, которое может привести к повреждению вкладышей.

Системы технического водоснабжения технологического оборудования Ниманской ГЭС будет самотечная – при напорах 10–60 м, с забором воды из верхнего бьефа.

ТВС выполняются с учетом требований высокой надежности при минимальных эксплуатационных затратах. Схемы ТВС должны обеспечивать изменение режимов работы при минимальном числе оперативных переключений, быть максимально автоматизированы и требовать минимум обслуживания.

9.1.5 Расчет расходов необходимых для охлаждения

Расходы охлаждающей воды, необходимые для гидроагрегата, задают заводы-изготовители генератора и турбины на основании теплового расчета. На предварительных стадиях проектирования ориентировочные расходы можно определить по аналогам или следующим формулам.

Расход воды на охлаждение подпятника генератора:

$$Q_m = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} \cdot A \cdot G_{0c}^{3/2} \cdot n^{3/2}}{\Delta t} = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} \cdot 3,5 \cdot 600^{3/2} \cdot 214^{3/2}}{2} = 69 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (9.1)$$

где A – коэффициент типа генератора;

G_{0c} – расчетная нагрузка на подпятник, т;

n – номинальная частота вращения генератора, об/мин;

Δt – температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе маслоохладителей, рекомендуется принимать 1,5–2,0°C.

Расход воды на подшипник турбины с водяной смазкой:

$$Q_n = (0,7 \div 1,0) \cdot D_b = 0,85 \cdot 0,6 = 0,51 \text{ л/с}, \quad (9.2)$$

где D_b – диаметр турбинного вала, м.

9.2 Сравнение турбинного подшипника на масляной и водяной смазке

Преимущества турбинного подшипника на водяной смазке:

– Экологичность, нет никакого негативного влияния в виду полного отсутствия масла;

– Простота, надежность в эксплуатации и обслуживании;

– Отсутствие дополнительного оборудования для смазки подшипника и как следствие отсутствие операций по обслуживанию, замене и ремонту вспомогательного оборудования;

– Резиновая основа вкладыша производит плотное прилегание деталей, а как следствие снижение колебаний вала, предотвращает попадание воды в зону рабочего колеса.

К недостаткам таких подшипников можно отнести:

– В кольцевых подшипниках, где смазка и охлаждение осуществляется водой, сложность регулировки зазоров;

– Для осуществления ремонтно-наладочных действий придется разобрать полностью весь подшипник, что увеличивает время ремонта;

– Вал облицовывается нержавеющей сталью, в зоне подшипника;

– Прекращение подачи воды вызовет сгорание резины.

Преимущества турбинного подшипника на масляной смазке:

– В сравнении с подшипником на резиновой основе более простое и меньше времени затрачивается на регулирование зазоров, посегментно;

– Допускается прекращение подачи воды на охлаждение в течении 15 мин;

– Для осуществления ремонтно-наладочных работ не требуется разобрать полностью весь подшипник, что уменьшает время ремонта.

Недостатки турбинного подшипника на масляной смазке:

– Риск утечки масла, что может нанести вред окружающей среде;

– Масло горючее;

– Требуется дополнительная установка оборудования для смазки подшипника (насосы, резервуары и т.п.), а как следствие увеличение времени на обслуживание и ремонт вспомогательного оборудования.

9.3 Данные по Ниманской ГЭС

На проектируемой Ниманской ГЭС принимаем подпятник скольжения с баббитовыми сегментами, генераторный (направляющий) подшипник на масляной смазке. Проведя анализ и сравнение систем смазок было принято решение, что турбинный подшипник осевой турбины ПЛ50–В–355 будет на резиновой основе с водяной смазкой. В связи с параметрами камеры рабочего колеса и формой подачи воды такое решение наиболее целесообразно.

Марка масла, заливаемая в основные узлы гидроагрегата Тп–30 (ГОСТ 9972–74). Обработка и хранение масла в маслохозяйстве, объема резервного масла должно хватать на обслуживание четырех агрегатов станции и объема не менее одной загрузки дополнительно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

27. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
28. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
29. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.2. – 536 с.
30. СНиП 2.02.02–85. Основания гидротехнических сооружений. – М.: Госстрой, 1989.
31. СНиП 2.06.05–84. Плотины из грунтовых материалов. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
32. Гидрология и гидротехнические сооружения: Учеб. для вузов по спец. «Водоснабжение и канализация»/ Г.Н. Смирнов, Е.В. Курлович, И.А. Витрешко, И.А. Малыгина; Под редакцией Г.Н. Смирнова. М.: Высш. шк., 1988 – 472 с.: ил.
33. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016–2042 гг.»
34. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117–ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153–154.
35. 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;
36. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р.Ниман

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1960	10,4	3,6	3	8,6	146	294	641	230	130	45	11,8	8	128
1961	5,2	2,1	2	22,4	407	442	541	418	313	103	37,4	14,2	192
1962	8,4	4,1	3,5	64,5	379	522	647	407	303	122	32,1	14	209
1963	7,6	2,7	2,4	88,9	149	290	442	436	151	124	26	13,6	144
1964	8,2	3,1	2,7	29,8	262	584	609	601	342	112	43,3	19,7	218
1965	9,8	4,1	3,5	120,7	324	641	756	565	256	222	44	22,4	247
1966	6,5	2,6	2,4	47,1	208	486	641	562	309	90	31	15	200
1967	5	2	1,6	63,2	193	257	823	319	223	105	21,8	10,5	169
1968	6,3	2,5	2,4	18,4	302	486	570	522	313	80	19,5	9,8	194
1969	8,2	3,5	2,9	34,5	227	376	490	369	328	155	39,1	18,1	171
1970	13,1	3,7	3,5	91,1	280	318	402	748	506	171	52,8	29	218
1971	7,2	2,9	2,2	37,9	415	486	629	259	306	108	41,8	14,5	192
1972	12	4,4	3,6	31,5	450	308	879	379	617	159	41	24,9	243
1973	12,9	18	31	109	306	455	500	451,8	340	164	47	25	206
1974	20	7,1	5,4	29,6	505	218	217	609	744	170	39,5	30,3	216
1975	10	3,2	2,5	59,2	622	751	273	204	212	87	24,9	17,8	189
1976	11,8	6,4	5,3	45,2	300	251	474	329	328	156	41,8	23,6	164
1977	23,2	6,9	5,6	81,3	494	342	490	1128	804	238	61,9	44	310
1978	17,5	7,7	5,8	119,2	685	339	407	597	641	197	45,2	28,9	257
1979	7,4	2,2	2,1	95,3	249	241	410	1229	310	137	33,6	21,5	228
1980	1,7	0,9	0,8	141,7	597	641	413	601	390	158	42,9	12,9	250
1981	6,6	2	1,2	123	382	442	1599	634	510	207	40,2	17,5	330
1982	2,9	1,3	1,2	15	537	309	518	566	203	77	16,1	6,4	188
1983	4,8	1,5	0,9	31,1	372	486	224	365	325	152	35,7	14,7	168
1984	9,6	1,7	1,5	87,7	276	315	399	745	502	168	49,4	25,6	215
1985	3,8	0,9	0,6	34,4	411	483	626	255	303	105	38,3	11,1	189
1986	8,6	2,3	1,1	28,1	447	304	876	376	614	156	37,6	16,9	239
1987	9,5	2,7	1,6	105,9	455	316	335	345	610	184	43,7	21	202
1988	16,6	5,1	3,4	26,2	510	245	214	605	701	166	36,1	26,8	213
1989	9,3	2,9	2,4	7,4	292	229	145	521	129	44	10,7	6,8	117
1990	4,1	1,4	1,3	21,3	441	417	540	406	312	101	36,2	13	191
1991	7,2	3,5	2,8	63,4	377	406	239	709	521	121	30,9	12,9	208
1992	6,4	2	1,7	87,7	439	434	289	152	149	123	24,8	12,5	143
1993	7,1	2,4	2	28,7	261	488	672	241	611	111	37,5	18,5	207
1994	8,7	3,4	2,8	117,3	635	564	255	322	755	221	33,3	21,3	245
1995	5,3	1,9	1,8	45,9	485	207	640	556	308	88	29,9	13,9	199

Окончание приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1996	8,8	3,3	2,5	125,3	384	444	1645	636	513	210	42,5	19,8	336
1997	5,2	1,8	1,7	17,2	491	310	521	568	185	79	18,3	8,7	184
1998	7,1	2,8	2,3	33,3	374	489	226	368	327	154	38	16,9	170
1999	11,9	3,1	2,9	90	279	317	401	747	505	170	51,6	27,9	217
2000	6	2,2	1,5	36,7	413	485	628	257	305	107	40,6	13,4	191
2001	10,9	3,7	2,9	30,4	449	306	878	378	616	158	39,9	23,8	241
2002	11,8	4,1	3,2	105,1	457	319	303	347	621	203	45,9	23,3	204
2003	18,8	6,5	5,3	28,4	504	217	216	608	737	169	38,3	29,1	215
2004	8,9	2,5	1,9	58,1	632	757	272	192	187	86	23,7	16,7	186
2005	17,7	21,7	22	54	250	348	403	377	299	115	36	18	163
2006	22,1	6,2	5,7	80,1	493	312	489	1156	771	237	56,3	42,9	306
2007	16,4	7	6,1	118,1	683	338	406	603	640	202	44	27,8	258
2008	4,9	1,2	1,2	75,2	198	192	327	982	247	109	25,8	16,3	182
2009	2,9	1,6	1,4	182,6	596	640	417	600	388	156	41,8	11,8	253
$Q_{\text{ср}}$	9,5	3,9	3,6	63,9	400,5	396,9	519,1	511,6	415,2	141,6	36,4	19,1	210

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчеты

Таблица Б.1 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (1 итерация – не выполняется)

Месяцы	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{ВХК}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВБ(нач)}	Z _{ВБ(кон)}	Z _{ВБ(ср)}	Z _{НБ}	N _{ГЭС}	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
11	31	67	109	97	99	5,42	0,17	5,25	360,00	359,39	359,69	311,99	47,71	40	40
12	13	165	109	178	180	5,25	0,44	4,80	360,00	358,02	359,01	313,17	45,84	70	70
1	13	172	109	184	186	4,80	0,46	4,34	358,02	356,67	357,34	313,26	44,09	70	70
2	17	89	109	105	107	4,34	0,21	4,13	356,67	355,99	356,33	312,12	44,21	40	40
3	17	85	109	102	109	4,13	0,23	3,90	355,99	355,21	355,60	312,14	43,45	38	ВХК
4	48	54	109	102	109	3,90	0,14	3,76	355,21	354,69	354,95	312,14	42,80	38	ВХК
5	248	-141	109	107	109	3,76	-0,38	4,14	354,69	356,02	355,36	311,59	43,77	40	ВХК
6	351	-244	109	107	109	4,14	-0,63	4,77	356,02	357,93	356,98	311,59	45,39	42	ВХК
7	397	-290	109	107	109	4,77	-0,78	5,55	357,93	360,50	359,21	311,59	47,63	44	ВХК
8	371	-264	109	107	109	5,55	-0,71	6,26	360,50	363,85	362,17	311,59	50,58	47	ВХК
9	294	-187	109	107	109	6,26	-0,48	6,74	363,85	366,41	365,13	311,59	53,54	49	ВХК
10	109	-2	109	107	109	6,74	-0,01	6,75	366,41	366,43	366,42	312,14	54,28	50	ВХК

Примечание:

В данном расчете видно, что отметка ВБ в конце сработки больше чем первоначальная на 6,43 м, объемы V_{кон} отличаются от V_{нач} на 2,33. Это означает, что необходимо выполнить корректировку N_{гар}.

Далее производим расчет сработки-наполнения водохранилища, увеличивая гарантированную мощность тех месяцев, которые попали под регулирование, до тех пор, пока не будет произведен полный цикл сработки-наполнения (таблица Б.2).

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2– Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (2 итерация - выполняется)

Месяцы	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{ВХК}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВБ(нач)}	Z _{ВБ(кон)}	Z _{ВБ(ср)}	Z _{НБ}	H _{ГЭС}	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
11	31	176	109	206	208	5,42	0,46	4,96	360,00	358,49	359,25	313,53	45,71	81	81
12	13	287	109	299	301	4,96	0,77	4,20	358,49	356,20	357,35	314,58	42,77	110	110
1	13	310	109	322	324	4,20	0,83	3,37	356,20	353,04	354,62	314,82	39,80	110	110
2	17	234	109	250	252	3,37	0,57	2,80	353,04	350,24	351,64	314,05	37,59	81	81
3	17	90	109	107	114	2,80	0,24	2,56	350,24	348,90	349,57	312,22	37,34	34	ВХК
4	48	59	109	107	114	2,56	0,15	2,41	348,90	348,01	348,46	312,22	36,23	33	ВХК
5	248	-146	109	102	104	2,41	-0,39	2,80	348,01	350,22	349,12	311,52	37,59	33	ВХК
6	351	-249	109	102	104	2,80	-0,65	3,44	350,22	353,38	351,80	311,52	40,28	35	ВХК
7	397	-290	109	107	109	3,44	-0,78	4,22	353,38	356,28	354,83	311,59	43,25	40	ВХК
8	371	-264	109	107	109	4,22	-0,71	4,93	356,28	358,39	357,34	311,59	45,75	42	ВХК
9	294	-187	109	107	109	4,93	-0,48	5,41	358,39	359,98	359,18	311,59	47,59	44	ВХК
10	109	-2	109	107	109	5,41	-0,01	5,42	359,98	360,00	359,99	312,14	47,84	44	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям, принятым маловодного года

Месяцы	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{ВХК}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВБ(нач)}	Z _{ВБ(кон)}	Z _{ВБ(ср)}	Z _{НБ}	H _{ГЭС}	N _{ГЭС}	N _{ПР}	Э _{ГЭС}
11	42	164	109	206	208	5,42	0,43	4,99	360,00	358,59	359,29	313,53	45,76	81	81	58,4
12	20	280	109	300	302	4,99	0,75	4,24	358,59	356,36	357,47	314,58	42,89	110	110	79,5
1	8	313	109	321	323	4,24	0,84	3,41	356,36	353,21	354,78	314,80	39,98	110	110	79,4
2	13	237	109	250	252	3,41	0,57	2,83	353,21	350,40	351,81	314,05	37,76	81	81	58,5
3	26	110	109	136	138	2,83	0,29	2,54	350,40	348,77	349,59	312,60	36,99	43	ВХК	31,2
4	103	51	109	154	156	2,54	0,13	2,41	348,77	348,01	348,39	312,85	35,54	47	ВХК	33,9
5	304	-150	109	154	161	2,41	-0,40	2,81	348,01	350,27	349,14	312,20	36,94	49	ВХК	35,2
6	458	-300	109	158	165	2,81	-0,78	3,59	350,27	353,99	352,13	312,24	39,89	54	ВХК	38,9
7	494	-390	109	104	106	3,59	-1,04	4,63	353,99	357,52	355,75	311,55	44,20	40	ВХК	28,5
8	446	-294	109	152	154	4,63	-0,79	5,42	357,52	360,00	358,76	312,12	46,63	61	ВХК	43,8
9	335	0	109	335	337	5,42	0,00	5,42	360,00	360,00	360,00	313,86	46,13	133	ВХК	95,7
10	158	0	109	158	160	5,42	0,00	5,42	360,00	360,00	360,00	312,91	47,09	64	ВХК	46,1
															Σ	629,2

Продолжение приложения Б

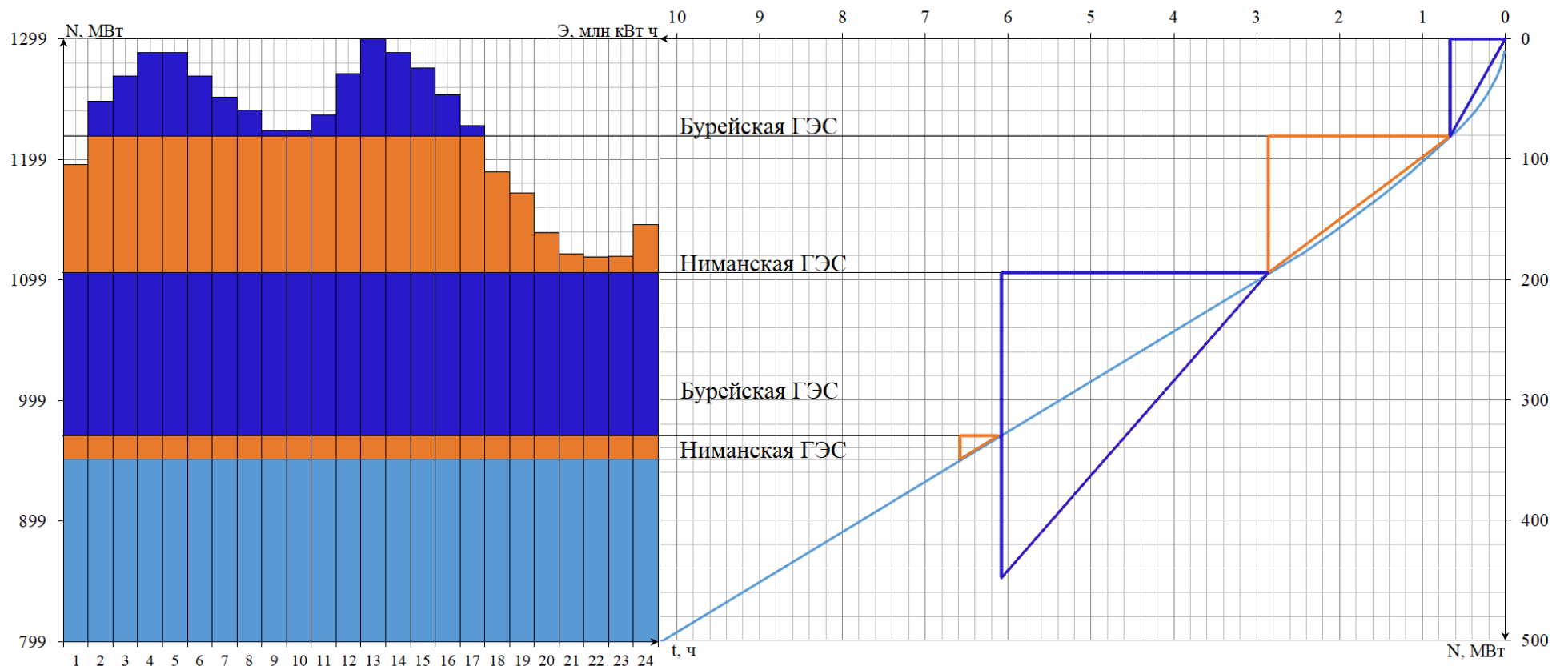


Рисунок Б.1 – ИКН зимних суток

Окончание приложения Б

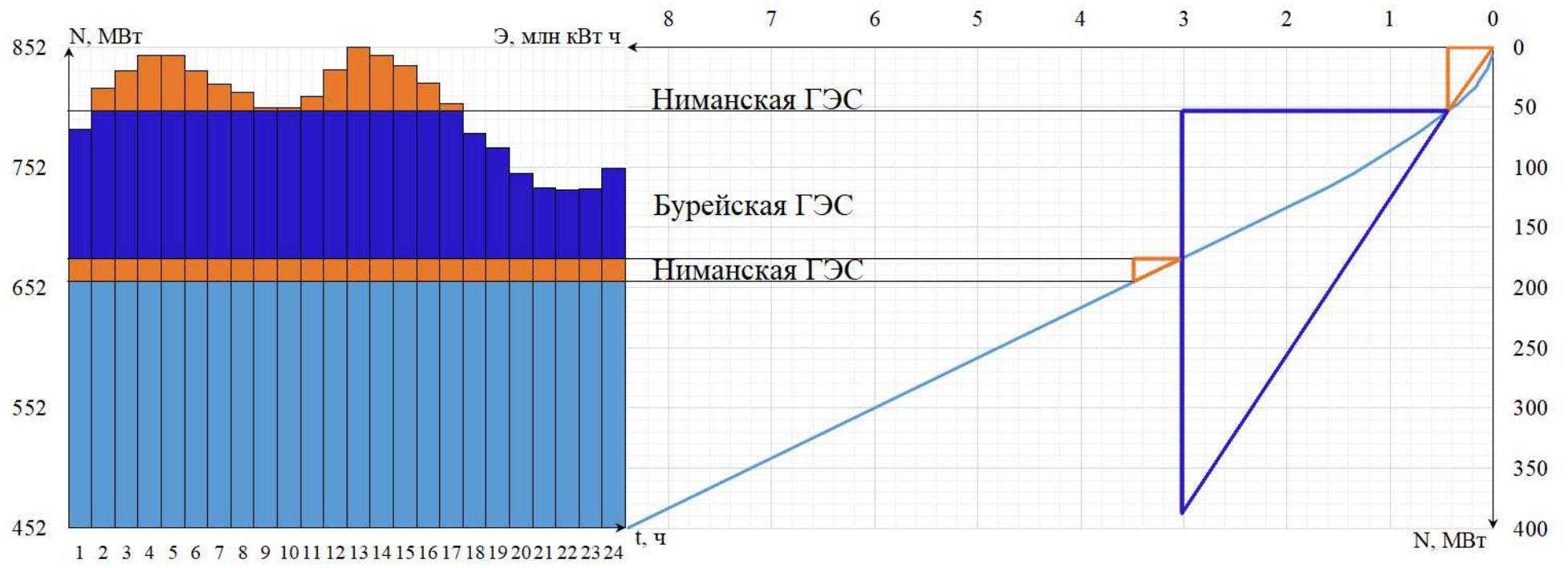


Рисунок Б.2 – ИКН летних суток

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ50-В

D1, м	3,55	4	4,25	4,5	5	5,3
КПД турбины	0,917	0,918	0,919	0,919	0,92	0,921
N' агр, кВт	39357	50021	56531	63377	78329	88106
z', шт	3,608	2,839	2,512	2,241	1,813	1,612
z, шт	4	3	3	2	2	2
Нагр, кВт	36	47	47	71	71	71
Δ	1,033	1,034	1,035	1,035	1,037	1,038
n'c1, об/мин	204,725	181,782	171,171	161,662	145,636	137,459
nc1, об/мин	214	187,5	187,5	166,7	150	150
nHmin, об/мин	130,117	128,394	136,352	128,357	128,208	135,835
nHр, об/мин	121,255	119,649	127,066	119,615	119,476	126,583
nHmax, об/мин	107,22	105,799	112,357	105,769	105,646	111,931

Таблица В.2 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ50-В

D1, м	3,15	3,35	3,75	4	4,5	5
КПД турбины	0,905	0,906	0,907	0,908	0,909	0,91
N' агр, кВт	34404	38955	48867	55661	70524	87162
z', шт	4,127	3,645	2,906	2,551	2,013	1,629
z, шт	4	4	3	3	2	2
Нагр, кВт	36	36	47	47	71	71
Δ	1,051	1,052	1,053	1,055	1,056	1,057
n'c1, об/мин	226,705	213,272	190,613	178,87	159,071	143,231
nc1, об/мин	230,8	214	200	187,5	166,7	150
nHmin, об/мин	123,449	121,673	127,23	127,11	127,075	126,989
nHр, об/мин	115,041	113,386	118,565	118,452	118,42	118,34
nHmax, об/мин	101,725	100,261	104,84	104,741	104,712	104,642

Таблица В.3 – Расчетные и максимальные точки

Наименование	$Q'_1 \cdot \eta_{HT}$	$Q'_1, \text{ м}^3/\text{с}$	η_{HT}	$Q'_{1max} \cdot \eta_{HT}$	Q'_{1max}	η_{HT}
ПЛ50-В-355	1,184	1,28	0,909	0,819	0,89	0,911
ПЛ50-В-425	1,075	1,195	0,910	0,744	0,820	0,9115
ПЛ50-В-500	1,170	1,280	0,9097	0,809	0,890	0,9115
ПЛ50-В-530	1,040	1,160	0,9105	0,719	0,280	0,85
ПЛД50-В60-400	1,180	1,320	0,901	0,816	0,920	0,9025
ПЛД50-В60-500	1,137	1,260	0,9034	0,786	0,870	0,901

Окончание приложения В

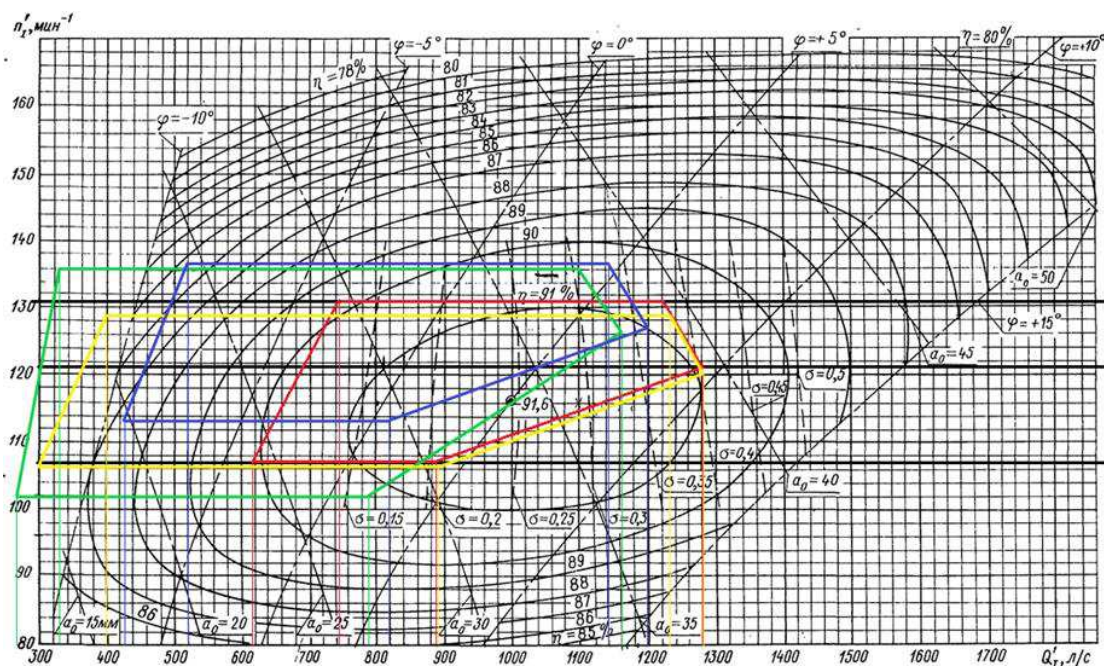


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика, зависимости приведенных значений частоты вращения гидравлической турбины и расхода, с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛ50-В-355 (красный), ПЛ50-В-425 (синий) и ПЛ50-В-500 (желтый), ПЛ50-В-530 (зеленый)

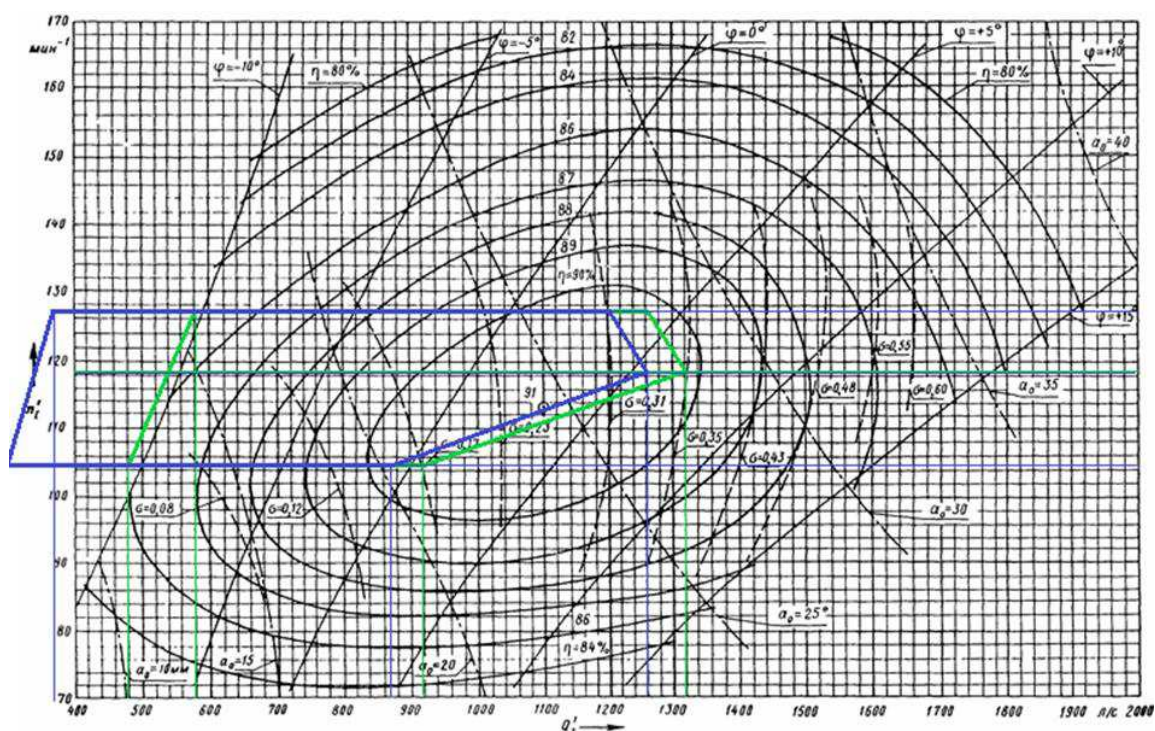


Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика, зависимости приведенных значений частоты вращения гидравлической турбины и расхода, с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛД50-В60-400 (зеленый), ПЛД50-В60-500 (синий)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка и сооружения ГУ

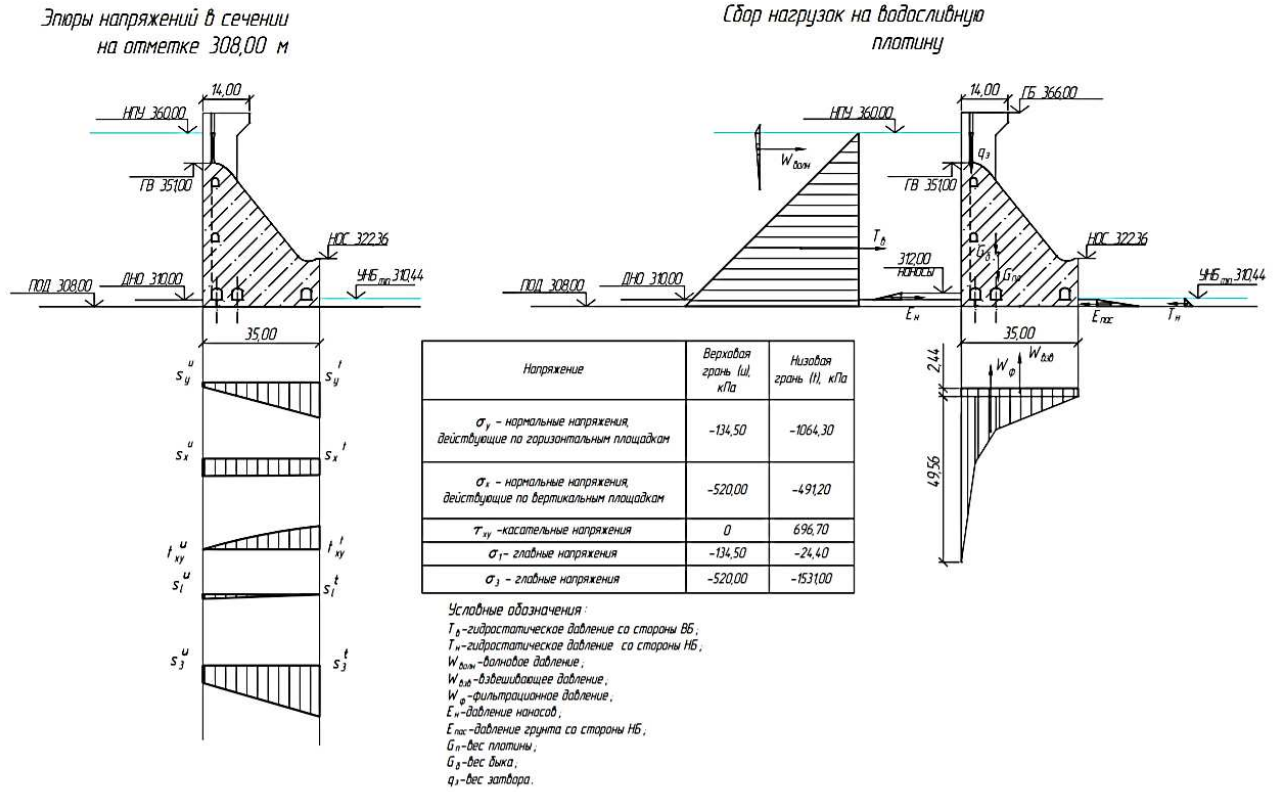


Рисунок Г1 – Нагрузки, действующие при основном сечении нагрузок и воздействий

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев

подпись

«17» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИМАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ НИМАН.
СИСТЕМЫ СМАЗКИ И ОХЛАЖДЕНИЯ УЗЛОВ ГА, ОСНОВНЫЕ
УЗЛЫ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ**

Руководитель


подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенского
филиала СФУ

В.И. Татарников

Выпускник


подпись, дата

А.В. Минх

Саяногорск; Черёмушки 2021