

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧИНЕТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ИНЯ. НАВЕДЁННОЕ
НАПРЯЖЕНИЕ И ЗАЩИТА ОТ НЕГО
тема

Руководитель

подпись, дата

М.А. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

М.А. Афанасьев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чинетской ГЭС на реке Иня. Наведённое напряжение и защита от него».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЧИНЕТСКОЙ ГЭС	7
1 Общая часть	9
1.1 Климат района	9
1.2 Гидрологические данные	9
1.3 Инженерно-геологические условия	10
1.4 Сейсмические условия.....	11
1.5 Энергоэкономическая характеристика района	11
2 Водно-энергетические расчеты	12
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока	12
2.2 Выбор расчетного средневодного года ($P=50\%$)	12
2.3 Выбор расчетного маловодного года ($P=90\%$)	13
2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы и интегральной кривой нагрузки для зимнего и летнего периода	14
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	15
2.6 Расчет режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК	17
2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	19
2.8 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году	19
2.9 Определение рабочих мощностей ГЭС	20
2.10 Определение установленной мощности ГЭС. Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования, и расчет баланса мощности.	21
3 Основное и вспомогательное оборудование	23
3.1 Построение режимного поля	23
3.2 Выбор типа и числа агрегатов	24
3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	27
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса для обеспечения её бескавитационной работы турбины	28
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора	30
3.6 Расчет спиральной камеры.....	31
3.7 Расчет вала и подшипников	34
3.8 Выбор типа и размеров маслонапорной установки и Электрогидравлического регулятора	35
4 Электрическая часть	36
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	36
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС	36
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	36

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	38
4.2.3 Выбор трансформатора собственных нужд станции	39
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН	39
4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании техникоэкономического сравнения вариантов	40
4.5 Выбор схемы распределительного устройства	41
4.6 Расчёт токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов	42
4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	43
4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	44
4.9 Выбор синхронизаторов и анализаторов	45
4.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения	46
4.11 Выбор оборудования для ОРУ	46
4.11.1 Выбор выключателей и разъединителей	46
4.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения	47
5 Релейная защита и автоматика	48
5.1 Перечень защит блока генератор-трансформатор	48
5.2 Расчёт номинальных токов	49
5.3 Описание защит и расчет их уставок	50
5.3.1 Продольная дифференциальная защита	50
5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))	52
5.3.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	55
5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	55
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок(I1)	59
5.3.6 Дистанционная защита генератора (Z ₁ <), (Z ₂ <)	61
5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора	63
5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	65
5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит	65
6 Компоновка и состав сооружений гидроузла	66
6.1 Назначение класса гидротехнического сооружения.	66
6.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины.	66
6.3 Определение ширины водосливного фронта	68
6.4 Определение отметки гребня водослива	70
6.5 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае	71
6.6 Построение профиля водосливной грани	72
6.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	73
6.8 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	74
6.9 Расчет глубинных водовыпусков	76
6.10 Конструирование плотины	77

6.10.1 Определение ширины подошвы плотины	77
6.10.2 Разрезка бетонных плотин швами	78
6.10.3 Быки	78
6.10.4 Раздельные устои	78
6.10.5 Дренаж тела бетонных плотин	78
6.10.6 Галереи в теле плотины	79
6.10.7 Противофильтрационные устройства в основании	79
6.11 Статические расчеты плотины	80
6.11.1 Определение основных нагрузок на плотину	80
6.11.2 Вес сооружения	80
6.11.3 Сила гидростатического давления воды	81
6.11.4 Равнодействующая взвешивающего давления	81
6.11.5 Волновое воздействие	82
6.11.6 Сила фильтрационного давления	82
6.11.7 Давление грунта	82
6.12 Оценка прочности плотины	84
6.12.1 Расчет прочности плотины	84
6.12.2 Критерий прочности плотины	86
6.12.3 Расчет устойчивости плотины	87
7 Пожарная безопасность. Охрана труда	88
7.1 Пожарная безопасность	88
7.2 Охрана труда	89
7.3 Безопасность гидротехнических сооружений	90
8 Охрана окружающей среды	92
8.1 Общие сведения о районе строительства	92
8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	93
8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	94
8.4 Отходы, образующиеся при строительстве	95
8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	96
9 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	98
9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	98
9.2 Текущие расходы по гидроузлу	99
9.3 Налоговые расходы	102
9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	103
9.5 Оценка инвестиционного проекта	105
9.6 Методология, исходные данные	105
9.7 Коммерческая эффективность	106
9.8 Бюджетная эффективность	106
9.9 Анализ чувствительности	107
10 Наведённое напряжение и защита от него	109
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	115
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных	118

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты	120
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Релейная защита и автоматика	130
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Нагрузки на водосливную плотину	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Эпюры в контактном сечении «основание – бетон».....	133

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

Используя методику выбора расчетных гидрографов нужно разделить 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. Тогда остальные месяцы составят маловодный период.

Формула для нахождения обеспеченности:

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

где m -порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n -общее число членов ряда.

Значения расходов при обеспеченности 50% и 90% принимаем в соответствии с таблицей Б.1 приложение Б

2.2 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% (1972 и 1935 годы) и высчитываем коэффициенты:

1935 год:

$$K_{\pi} = \frac{Q_{баз.пол}}{Q_{\pi 1935}} = \frac{1233}{1268} = 0,97, \quad (2.2)$$

$$K_m = \frac{Q_{баз.меж}}{Q_{m 1935}} = \frac{309}{271} = 1,14. \quad (2.3)$$

1972год

$$K_{\pi} = \frac{Q_{баз.пол}}{Q_{\pi 1972}} = \frac{1233}{1218} = 1,01, \quad (2.4)$$

$$K_m = \frac{Q_{баз.меж}}{Q_{m 1972}} = \frac{309}{309} = 1. \quad (2.5)$$

В данном случае выбираем 1972 год, так как получилось, что коэффициент межени равен 1, следовательно, берем 1972 год в качестве расчетного без корректировок.

Расходы в средневодном году представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1– Расходы в средневодном году

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1972	200	200	210	1900	1790	850	820	730	490	460	380	220	688

2.3 Выбор расчетного маловодного года ($P=90\%$)

Для 1982 года (90%):

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{баз.51}}{Q_{\Pi82}} = \frac{944}{956} = 0,99, \quad (2.6)$$

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{баз.43}}{Q_{\text{M82}}} = \frac{263}{285} = 0,92. \quad (2.7)$$

Так как получилось, что коэффициенты половодья и межени оба понижающие то корректировку делать нельзя.

Далее необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года.

Расходы в маловодном году представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2– Расходы в маловодном году

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1982	186	187	190	1250	1340	830	730	630	453	430	355	191	564

По данным из таблиц построим гидрографы средневодного и маловодного года, изображенные на рисунке 2.1.

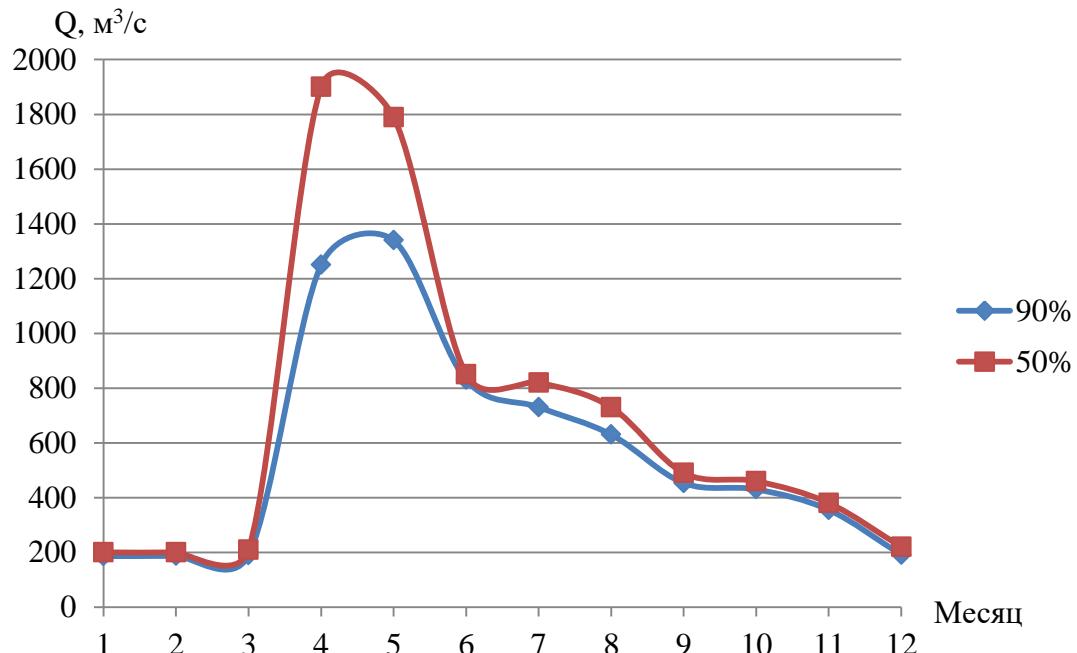


Рисунок 2.1 – Гидрографы средневодного и маловодного года

2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы и интегральной кривой нагрузки для зимнего и летнего периода

Створ Чинетского гидроузла располагается в Сибирском ОДУ, Алтайском РДУ.

Суточных графиков нагрузки каждого РДУ на сайте не приводится, поэтому, нужно выяснить во сколько раз РДУ, на которое будет работать проектируемая ГЭС, меньше ОДУ по соотношению их годовых выработок, а затем масштабировать суточные графики ОДУ с помощью коэффициента:

$$k = \frac{\text{Эоду}}{\text{Эрду}} = \frac{205281,9}{6943,9} = 29,6. \quad (2.8)$$

Затем выработку в ОДУ за каждый час делим на k

Данные для построения суточного графика нагрузки и ИКН для зимнего периода представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Данные для построения суточного графика нагрузки и ИКН для зимнего периода

t, часы	P, МВт	P, ранж, МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, Млн.кВт·ч	ΔP коорд, Мвт	$\Delta \mathcal{E}$ коорд, Млн.кВт·ч
1	920	1031	2	0,002	2	0,002
2	910	1029	0	0	2	0,002
3	907	1029	0	0	2	0,002
4	910	1029	1	0,004	3	0,006
5	907	1028	3	0,015	6	0,021
6	916	1025	3	0,018	9	0,039
7	941	1022	3	0,021	12	0,06
8	976	1019	4	0,032	16	0,092
9	1002	1015	7	0,063	23	0,155
10	1029	1008	0	0	23	0,155
11	1031	1008	1	0,011	24	0,166
12	1029	1007	3	0,036	27	0,202
13	1025	1004	2	0,026	29	0,228
14	1022	1002	16	0,224	45	0,452
15	1007	986	0	0	45	0,452
16	1008	986	10	0,16	55	0,612
17	1008	976	35	0,595	90	1,207
18	1019	941	21	0,378	111	1,585
19	1029	920	4	0,076	115	1,661
20	1028	916	6	0,12	121	1,781
21	1015	910	0	0	121	1,781
22	1004	910	3	0,066	124	1,847
23	986	907	0	0	124	1,847
24	986	907	907	21,768	1031	23,615

Данные для построения суточного графика нагрузки и ИКН для летнего периода представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Данные для построения суточного графика нагрузки и ИКН для летнего периода

t, часы	P, МВт	P, ранж, МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, Млн.кВт*ч	ΔP коорд, Мвт	$\Delta \mathcal{E}$ коорд, Млн.кВт*ч
1	673	747	1	0,001	1	0,001
2	652	746	5	0,01	6	0,011
3	647	741	0	0	6	0,011
4	639	741	1	0,004	7	0,015
5	635	740	2	0,01	9	0,025
6	637	738	1	0,006	10	0,031
7	648	737	1	0,007	11	0,038
8	674	736	1	0,008	12	0,046
9	700	735	6	0,054	18	0,1
10	729	729	0	0	18	0,1
11	746	729	1	0,011	19	0,111
12	747	728	1	0,012	20	0,123
13	741	727	1	0,013	21	0,136
14	741	726	18	0,252	39	0,388
15	740	708	8	0,12	47	0,508
16	738	700	26	0,416	73	0,924
17	737	674	1	0,017	74	0,941
18	735	673	21	0,378	95	1,319
19	736	652	4	0,076	99	1,395
20	729	648	1	0,02	100	1,415
21	726	647	8	0,168	108	1,583
22	727	639	2	0,044	110	1,627
23	728	637	2	0,046	112	1,673
24	708	635	635	15,24	747	16,913

Суточные графики нагрузки и ИКН представлены в приложении Б на рисунках Б.1 и Б.2.

2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы:

Максимальная и средняя нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|). \quad (2.9)$$

где t - порядковый номер месяца в году (1- январь, 2- февраль и т. д.);

a, b - коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_{\text{л}}^{max}}{2} = \frac{1031 + 747}{2} = 889, \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_{\text{л}}^{max}}{2} = \frac{1031 - 747}{2} = 142, \quad (2.11)$$

$$a = \frac{P_3^{\text{cp}} + P_{\text{л}}^{\text{cp}}}{2} = \frac{984 + 705}{2} = 845, \quad (2.12)$$

$$b = \frac{P_3^{\text{cp}} - P_{\text{л}}^{\text{cp}}}{2} = \frac{984 - 705}{2} = 140. \quad (2.13)$$

где P_3^{max} – максимальная мощность по данным энергосистемы зимнего месяца;
 $P_{\text{л}}^{max}$ – максимальная мощность по данным энергосистемы летнего месяца;

Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы

Месяц	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	Pt(max)	Pt(среднее)
1	0,97	1027	981
2	0,71	989	944
3	0,26	926	881
4	-0,26	852	809
5	-0,71	788	746
6	-0,97	752	709
7	-0,97	752	709
8	-0,71	788	746
9	-0,26	852	809
10	0,26	926	881
11	0,71	989	944
12	0,97	1027	981

По данным таблицы построим график максимальных и средних нагрузок энергосистемы, который представлен на рисунке 2.4.

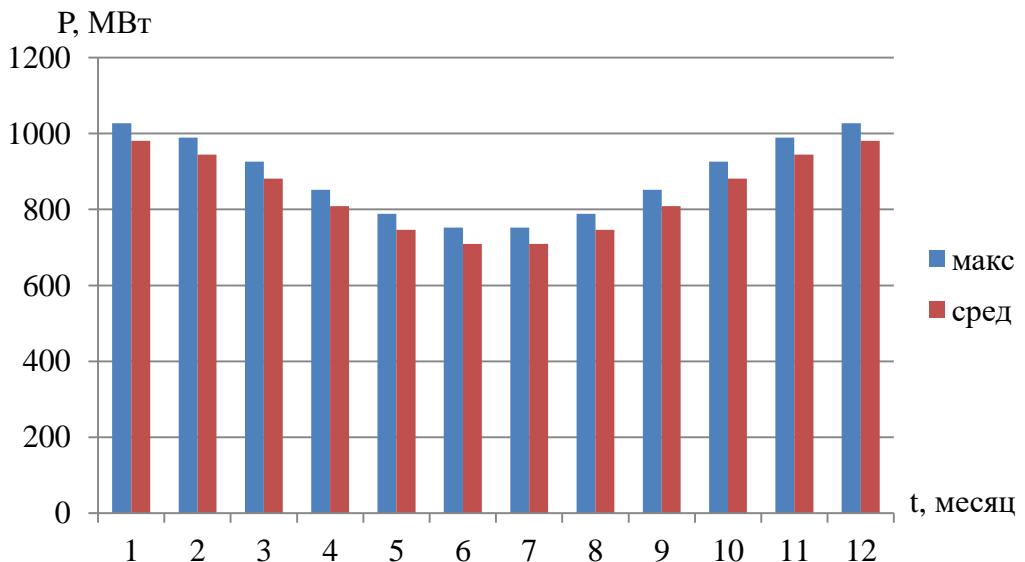


Рисунок 2.4 – График максимальных и средних нагрузок энергосистемы

2.6 Расчет режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Для выбранного расчетного маловодного года (1940) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{\text{пр90\%}} \cdot H_{ГЭС}, \quad (2.14)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,8$;

$Q^{\text{пр90\%}}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

$H_{ГЭС}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{ГЭС} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.15)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке $\nabla\text{НПУ}$, м

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,7$ м.

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}, \quad (2.16)$$

где $Q_{ВХК}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

Данные для определения полезного расхода приведены в таблице 2.6

Таблица 2.6 – Определение полезного расхода.

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{быт.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	186	187	190	1250	1340	830	730	630	453	430	355	191
$Q_{\text{исп.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	13	13	8	7	6	4	4	0	0
Q_{ϕ} , $\text{м}^3/\text{с}$	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
$Q_{\text{лед.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	11	5	5	-35	-8	0	0	0	0	0	11	11
$Q_{\text{сумм.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	16	11	11	-17	11	14	13	12	10	10	16	16
$Q_{\text{быт.пол.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	170	176	179	1267	1329	816	717	618	443	420	339	175

Режим работы ГЭС по требованиям ВХК показан в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{вхк.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	350	350	350	400	400	400	400	400	350	350	350	350
$Z_{\text{вб.}}$, м	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441
$Z_{\text{нб.}}$, м	392,3	392,3	392,3	392,1	392,1	392,1	392,1	392,1	391,9	391,9	392,3	392,3
$H_{\text{м}}$	48,7	48,7	48,7	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	49,1	49,1	48,7	48,7
$N_{\text{вхк.}}$, МВт	150	150	150	172	172	172	172	172	151	151	150	150

Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{пол.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	170	176	179	1267	1329	816	717	618	443	420	339	175
$Z_{\text{вб.}}$, м	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441
$Z_{\text{нб.}}$, м	391,2	391,2	391,2	395,8	396,0	394,1	393,6	393,2	392,4	392,2	392,3	391,2
$H_{\text{м}}$	49,8	49,8	49,8	45,2	45,0	46,9	47,4	47,8	48,6	48,8	48,7	49,8
$N_{\text{быт.}}$, МВт	74	77	78	504	526	337	299	260	190	180	145	76

Данные необходимые для построения баланса энергии приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	$P_{ср}$, Мвт	$N_{быт}$, Мвт	$N_{ВХК}$, Мвт	$N_{сущ.ГЭС}$, Мвт
1	981	74	150	21
2	944	77	150	20
3	881	78	150	18
4	809	504	172	17
5	746	526	172	16
6	709	337	172	14
7	709	299	172	14
8	746	260	172	16
9	809	190	151	17
10	881	180	151	18
11	944	145	150	20
12	981	76	150	21

По данным таблицы строим баланс энергии, представленный на плакате «Проектирование Чинетской ГЭС на реке Иня».

2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 441$ 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. В этом случае расчет сработки и наполнения водохранилища не получается из-за того что оно переполняется. После повышения $N_{Гар}$ получаем верный расчет. Конечный вариант сработки наполнения водохранилища представлен в приложении Б в таблице Б.2.

Определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полезн}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 14 - 6,5 = 7,5 \text{ км}^3. \quad (2.17)$$

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку $\nabla_{УМО} = 430,6$ м и рассчитали полезный объем водохранилища который составил $V_{\text{полезн}} = 7,5 \text{ км}^3$.

2.8 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетические расчеты средневодного года производятся для того чтобы определить среднемноголетнюю выработку.

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году, а также работа по режиму уровня в расчётном маловодном году. В конечном итоге выработка в режиме по

мощностям оказалась больше, среднемноголетняя выработка равняется – 2,28 млрд.кВт· ч. График сработки и наполнения водохранилища приведен на рисунке 2.5, таблица представлена в приложении Б в таблице Б.3.

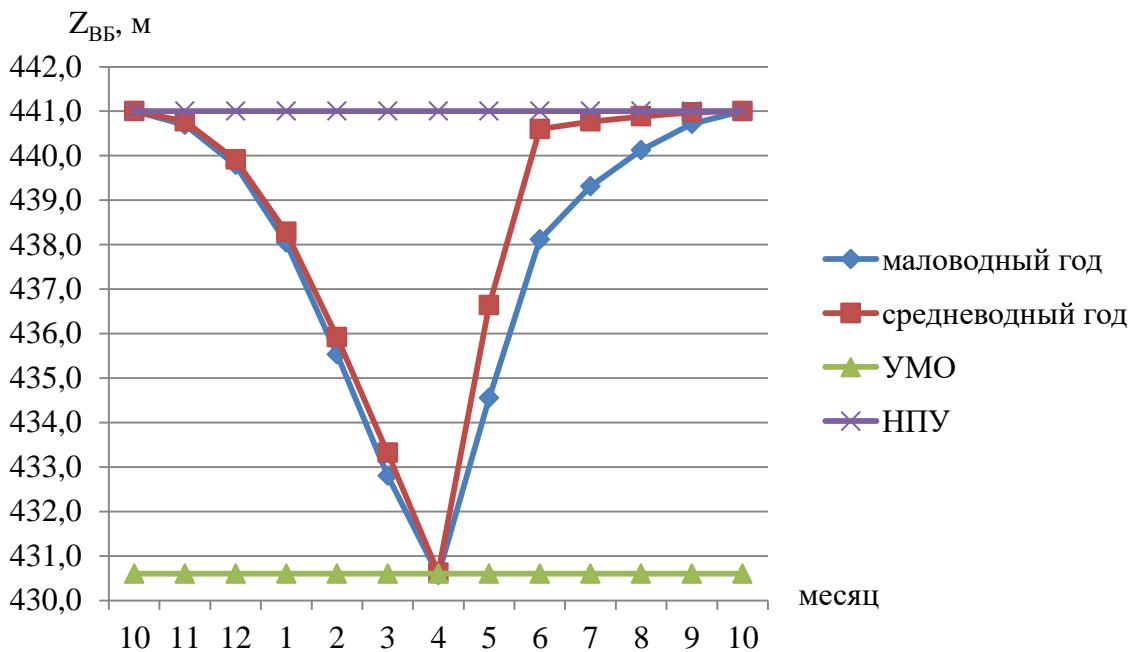


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища

2.9 Определение рабочих мощностей ГЭС

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС.

Однако есть обязательное условие: необходимо обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Расчёт базовой мощности января производится по формуле:

$$N_{баз.янв} = \frac{K_N \cdot Q_{c.p} \cdot H}{1000} = \frac{8,8 \cdot 175 \cdot 42,5}{1000} = 66 \text{ Мвт.} \quad (2.18)$$

Суточная выработка января рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{баз.янв} = N_{баз.янв} \cdot 24 = 66 \cdot 24 = 1,58 \text{ млн Квт * ч.} \quad (2.19)$$

Гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности

$$\mathcal{E}_{гар.янв} = N_{гар.янв} \cdot 24 = 318 \cdot 24 = 7,63 \text{ млн Квт * ч.} \quad (2.20)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.янв}} = \mathcal{E}_{\text{гар.янв}} - \mathcal{E}_{\text{баз.янв}} = 7,39 - 1,58 = 6,05 \text{ млн Квт * ч.} \quad (2.21)$$

Из ИКН находим пиковую мощность: $N_{\text{пик.янв}} = 263 \text{ Мвт.}$

Тогда рабочая мощность проектируемой станции для января равна:

$$N_{\text{раб.янв}} = N_{\text{баз.янв}} + N_{\text{пик.янв}} = 66 + 263 = 329 \text{ Мвт.} \quad (2.22)$$

Аналогичным образом рассчитываются рабочие мощности для оставшихся месяцев года. Расчёты сведены в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой станции

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{\text{гар}}$, Мвт	318	282	221	140	153	162	165	168	148	221	282	318
$\mathcal{E}_{\text{гар}}$, млн Квт * ч	7,63	6,77	5,3	3,37	3,68	3,88	3,96	4,02	3,56	5,30	6,77	7,63
$N_{\text{баз}}$, Мвт	66	61,7	58,7	71	77,7	81,9	83,6	84,9	75,2	73,6	71,7	69
$\mathcal{E}_{\text{баз}}$, млн Квт * ч	1,58	1,48	1,41	1,7	1,86	1,96	2,01	2,04	1,8	1,77	1,72	1,66
$N_{\text{пик}}$, Мвт	263	231	173	100	92	90	94	95	89	158	221	260
$\mathcal{E}_{\text{пик}}$, млн Квт * ч	6,05	5,29	3,9	1,66	1,82	1,92	1,96	1,99	1,75	3,54	5,05	5,98
$N_{\text{раб}}$, Мвт	329	292	231	171	170	172	178	180	164	231	292	329

2.10 Определение установленной мощности ГЭС. Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования, и расчет баланса мощности

При составлении баланса мощностей учитываем следующее: аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 3 % от максимальной мощности энергосистемы.

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{\text{нагр.ЭС}} = P_{\text{max.ЭС}} \cdot 0.03 = 1027 \cdot 0.03 = 31 \text{ Мвт.} \quad (2.23)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующими ГЭС пропорционально их максимальным рабочим мощностям, тогда:

$$P_{\text{нагр.проек ГЭС}} = 10 \text{ Мвт,}$$

$$P_{\text{нагр.сущ ГЭС}} = 1 \text{ Мвт.}$$

Оставшуюся часть резерва распределяем на ТЭС:

$$P_{\text{нагр.ТЭС}} = 20 \text{ Мвт.}$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{\text{авар.ЭС}} = P_{\text{max.ЭС}} \cdot 0,1 = 1027 * 0,1 = 103 \text{ Мвт.} \quad (2.24)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности проектируемой ГЭС он считается равным 0.

Для определения величины ремонтного резерва необходимо определить ремонтный резерв существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{\text{рем.сущ ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.сущ ГЭС}}}{6} = \frac{21}{6} = 4 \text{ Мвт,} \quad (2.25)$$

$$F_{\text{рем.проект ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.проект ГЭС}}}{6} = \frac{329}{6} = 55 \text{ Мвт,} \quad (2.26)$$

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.ТЭС}}}{6} = \frac{677}{6} = 113 \text{ Мвт.} \quad (2.27)$$

Ремонт ТЭС размещается на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 329 + 10 = 339 \text{ Мвт.} \quad (2.28)$$

Данные для построения баланса мощности приведены в таблице 2.11

Таблица 2.11 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС			Сущ ГЭС			Проект ГЭС			ТЭС			
	Ptmax	Nав	Nh	Nраб	Nh	Nр	Nраб	Nh	Nр	Nраб	Nав	Nh	Nр
1	1027	103	31	21	1		324	10		682	103	20	
2	989	99	30	20	1		290	9		679	99	20	
3	926	93	28	18	1		228	7		680	93	20	
4	852	85	26	17	1		165	5		670	85	20	
5	788	79	24	16	0,5		163	5		609	79	18	
6	752	75	23	14	0,4		177	5		561	75	17	57
7	752	75	23	14	0,4		176	5		562	75	17	57
8	788	79	24	16	0,5		181	5		591	79	18	
9	852	85	26	17	1	4	163	5	54	672	85	20	
10	926	93	28	18	1		228	7		680	93	20	
11	989	99	30	20	1		290	9		679	99	20	
12	1027	103	31	21	1		324	10		682	103	20	

Баланс мощности представлен на плакате «Проектирование Чинетской ГЭС на реке Иня».

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

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

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в методическом пособии [1].

Данные для расчета режимного поля приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчета режимного поля.

Кривые связи НБ для зимы и лета		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб, м ³ /с	Zнб, м	Hнпу, м	Hумо, м	Hzb1, м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0	390	50,3	33,9	46	30	1284	30	175
100	390,6	49,7	33,3	45,4	32	1204	32	175
200	391,1	49,2	32,8	44,9	34	1133	34	175
300	391,6	48,7	32,2	44,4	36	1070	36	175
400	392,1	48,2	31,7	43,9	38	1014	38	175
500	392,6	47,7	31,2	43,4	40	963	40	175
600	393,1	47,2	30,8	42,9	42	917	42	175
700	393,6	46,7	30,3	42,4	44	876	44	175
800	394	46,3	29,9	42	46	837	46	175
900	394,4	45,9	29,5	41,6	48	803	48	175
1000	394,8	45,5	29,1	41,2	50	770	50	175
1100	395,2	45,1	34,7	40,9	52	741	52	175
1200	395,6	44,7	34,3	40,5	54	713	54	175

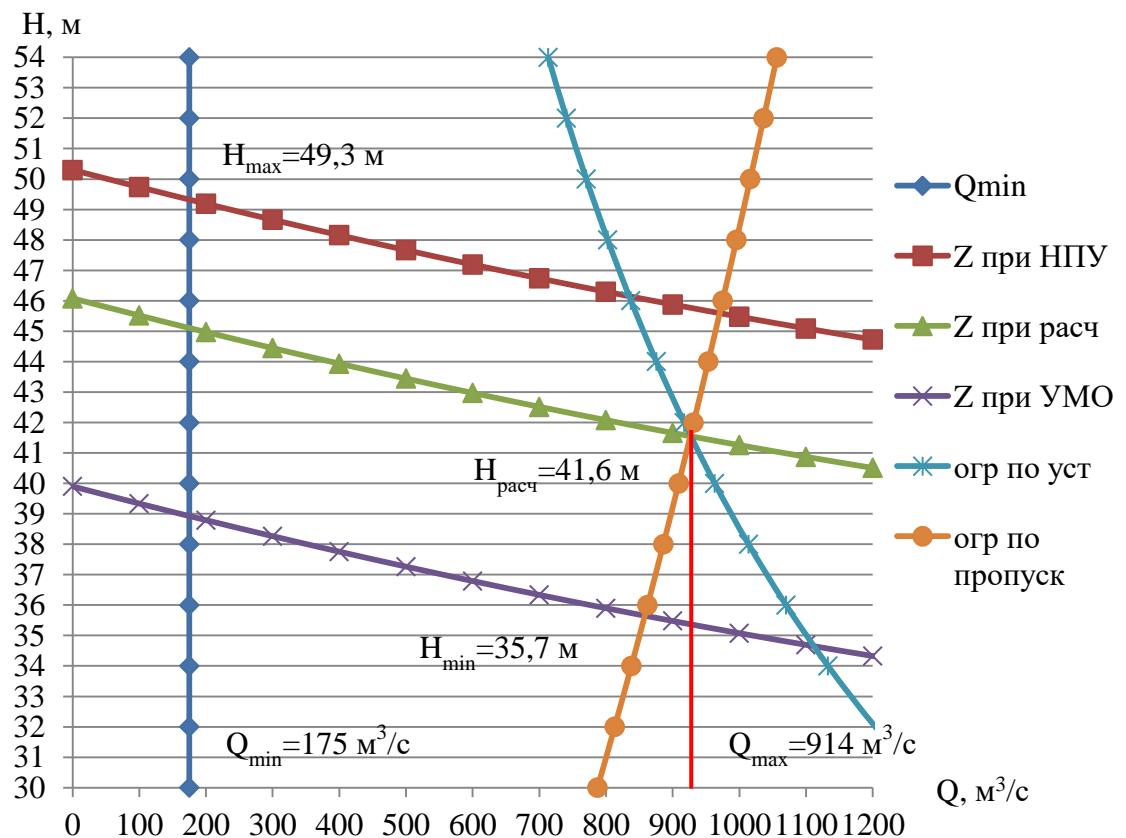


Рисунок 3.1 – Режимное поле Чинетской ГЭС

3.2 Выбор типа и числа агрегатов

Гидротурбина выбрана, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

Диапазон напоров соответствует ПЛ50-В и ПЛД50-В60⁰ со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Параметр	ПЛД50-В	ПЛД50-60 ⁰
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	50
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10, \text{мин}}^{-1}$	116
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,916
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}, \text{м}^3/\text{с}$	1,5
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\max}$	0,6
Приведенный диаметр РК	$D'_{1M}, \text{м}$	0,460
Напор модельной турбины	$H_m, \text{м}$	12
Температура	$t_{\text{мод}}, {}^\circ\text{C}$	21

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_{HT} = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right], \quad (3.1)$$

где η_H, η_M - КПД натурной и модельной турбины.

ε – Коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям и принимаемый равным 0,75 для ПЛ- и ПЛД-турбин.

D_1, D_{1M} – диаметры натурных и модельных рабочих колес.

H_p^N, H_M – расчетный напор

v_H, v_M , - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной гидротурбины, зависящие от температуры воды.

Мощность одного агрегата вычисляется по формуле:

$$N_{arg} = 9,81 \cdot Q'_{p.t.} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T, \quad (3.2)$$

где $Q'_{p.t.}$ – приведенный расход в расчетной точке;

η^{cp} – средний КПД гидрогенератора.

Приведенное число гидроагрегатов:

$$Z'_{arg} = \frac{N_{ust}}{N'_{arg}}; \quad (3.3)$$

где $N_{ust}^{ГЭС}$ – установленная мощность ГЭС.

Отсюда уточненная мощность агрегата:

Расчетная синхронная частота вращения вычисляется по формуле:

$$n'_{1c} = n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta_p \cdot \frac{1}{D_1}}, \quad (3.4)$$

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

Расчетная синхронная частота вращения применяется в соответствии со стандартным рядом.

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

$$n'_{I max} = \frac{n_{sinh} D_1}{(\Delta_p H_{min})^{0,5}}, \quad (3.5)$$

$$n'_{I расчет} = \frac{n_{sinh} D_1}{(\Delta_p H_p)^{0,5}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{сих}} D_1}{(\Delta_p H_{\max})^{0,5}} \quad (3.7)$$

Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбин ПЛ50-В и ПЛД50-В60⁰ приведен в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ50-В

D1, м	5	5,3	6	6,3	6,7	7,1
КПД турбины	0,928	0,929	0,93	0,93	0,931	0,931
N' агр, кВт	90077	101265	129928	143309	162173	182208
Z _a , шт	3,76	3,35	2,61	2,37	2,09	1,86
Z _a шт	4	4	3	3	3	2
Nагр, кВт	84750	84750	113000	113000	113000	169500
Δ	1,046	1,046	1,047	1,048	1,048	1,049
n'c1, об/мин	153	144	128	122	114	108
nc1, об/мин	150	150	130,4	125	115,4	107,1
n _{IHmin} , об/мин	122,8	130,1	128	128,8	126,4	124,3
n _{IHp} , об/мин	113,7	120,5	118,5	119,3	117,1	115,1
n _{IHmax} , об/мин	104,5	110,7	108,9	109,6	107,6	105,7

Таблица 3.4 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛД50-В60⁰

D1, м	4,75	5	5,6	6	6,3
КПД турбины	0,917	0,917	0,919	0,919	0,92
N' агр, кВт	89799	99554	125027	143626	158425
Z _a , шт	3,78	3,41	2,71	2,36	2,14
Z _a шт	4	4	3	3	3
Nагр, кВт	84750	84750	113000	113000	113000
Δ	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07
n'c1, об/мин	158,3	150,4	134,3	125,4	119,5
nc1, об/мин	166,7	150	136,4	125	120
n _{IHmin} , об/мин	128,5	121,7	123,8	121,6	122,5
n _{IHp} , об/мин	119	112,7	114,7	112,6	113,5
n _{IHmax} , об/мин	109,3	103,5	105,4	103,4	104,2

К дальнейшему рассмотрению принимаются все турбины.

Необходимо построить рабочую зону работы гидротурбины. Для этого нужно найти расчетную и максимальную точки, которые рассчитываются при помощи уравнения:

$$Q_1 \cdot \eta_{\tau} = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_r^{\text{cp}}}, \quad (3.8)$$

$$Q_{1max} \cdot \eta_{\tau} = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max} \cdot \sqrt{H_{max}} \cdot \eta_r^{\text{cp}}}. \quad (3.9)$$

Правая часть уравнения является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии $n'_I H_p$, чтобы произведение параметров Q'_I и η_{τ} в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Для получения расчетной точки необходимо построить линию ограничения по установленной мощности агрегата, которая строится аналогично, но при H_{max} .

3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

При выборе основного энергетического оборудования необходимо выполнить проверку при ограничении по минимальному расходу. Для этого необходимо линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитать в координаты главной универсальной характеристики Q'_I и n'_I для двух значений напора H_{max} и H_{min} . Приведенный расход вычисляется по формуле:

$$Q' = \frac{Q_{min}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p H}}, \quad (3.10)$$

где Q_{min} – это минимальных расход ВХК равный $175 \text{ м}^3/\text{с}$

Данные минимального расхода при максимальном и минимальном напорах, для разных турбин приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах

Наименование	$Q'_{\text{max,сан}}$	$Q'_{\text{min,сан}}$
ПЛ50-В-500	0,98	1,15
ПЛ50-В-530	0,87	1,02
ПЛ50-В-600	0,68	0,8
ПЛ50-В-630	0,61	0,72
ПЛ50-В-670	0,54	0,64
ПЛ50-В-710	0,48	0,57
ПЛД50-В60 ⁰ -475	1,07	1,26
ПЛД50-В60 ⁰ -500	0,97	1,14
ПЛД50-В60 ⁰ -560	0,77	0,9
ПЛД50-В60 ⁰ -600	0,67	0,79
ПЛД50-В60 ⁰ -630	0,61	0,71

Построим зону работы всех турбин (приложение В, рисунок В.1 и В.2).

3.4 Определение отметки установки рабочего колеса для обеспечения её бескавитационной работы турбины

Определение отметки установки рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

$$\nabla z_{pk} = \nabla z_{HB}(Q_{HB}) + H_s, \quad (3.11)$$

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

H_s – высота отсасывания для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$H_s = 10,3 - \frac{\nabla HB}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.12)$$

Из всех полученных расчетных значений H_s выбирают такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу турбин во всех режимах работы.

Результаты расчета высоты отсасывания турбин ПЛ50-В и ПЛД50-В60⁰, разных диаметров приведены в таблицах 3.6 – 3.16.

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛ50-В-500

nc, об/мин	σ	∇z_{HB} , м	H_s , м	∇z_{pk} , м
113,7	0,6	391,33	-16,31	375,01
104,5	0,305	391,06	-5,89	385,07
122,8	0,5	391,18	-8,85	382,33

Таблица 3.7 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛ50-В-530

nc, об/мин	σ	∇z_{HB} , м	H_s , м	∇z_{pk} , м
120,5	0,42	391,30	-8,45	382,85
110,7	0,295	391,14	-5,38	385,76
130,1	0,38	391,18	-4,35	386,83

Таблица 3.8 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛ50-В-600

nc, об/мин	σ	∇z_{HB}	H_s , м	∇z_{pk} , м
118,5	0,46	391,72	-10,20	381,52
108,9	0,307	391,48	-6,00	385,48
128,0	0,425	391,54	-6,04	385,50

Таблица 3.9 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛ50-В-630

n_c , об/мин	σ	∇z_{HB}	H_s , м	∇z_{pk} , м
119,3	0,37	391,72	-6,27	385,45
109,6	0,225	391,49	-1,75	389,74
128,8	0,34	391,56	-2,85	388,71

Таблица 3.10 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛ50-В-670

n_c , об/мин	σ	∇z_{HB}	H_s , м	∇z_{pk} , м
117,1	0,285	391,71	-2,55	389,15
107,6	0,180	391,53	0,58	392,11
126,4	0,260	391,59	0,15	391,74

Таблица 3.11 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛ50-В-710

n_c , об/мин	σ	∇z_{HB}	H_s , м	∇z_{pk} , м
115,1	0,6	392,55	-16,31	376,24
105,7	0,5	392,25	-15,99	376,26
124,3	0,37	392,34	-3,98	388,36

Таблица 3.12 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛД50-В60⁰-475

n_c , об/мин	σ	∇z_{HB}	H_s , м	∇z_{pk} , м
119,0	0,65	391,37	-16,72	374,65
109,3	0,33	391,19	-5,41	385,78
128,5	0,607	391,27	-11,08	380,20

Таблица 3.13 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛД50-В60⁰-500

n_c , об/мин	σ	∇z_{HB}	H_s , м	∇z_{pk} , м
112,7	0,48	391,34	-9,20	382,15
103,5	0,28	391,16	-2,72	388,43
121,7	0,44	391,25	-4,72	386,53

Таблица 3.14 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛД50-В60⁰-560

n_c , об/мин	σ	∇z_{HB}	H_s , м	∇z_{pk} , м
114,7	0,575	391,56	-13,12	378,44
105,4	0,315	391,35	-1,76	389,59
123,8	0,358	391,44	-11,16	390,30

Таблица 3.15 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛД50-В60⁰-600

nc, об/мин	σ	$\nabla z_{\text{НБ}}$	$H_s, \text{ м}$	$\nabla z_{\text{pk}}, \text{ м}$
112,6	0,42	391,74	-6,20	385,54
103,4	0,235	391,55	-0,02	389,59
121,6	0,358	391,58	-1,27	390,30

Таблица 3.16 – Результаты расчета высоты отсасывания турбины ПЛД50-В60⁰-630

nc, об/мин	σ	$\nabla z_{\text{НБ}}$	$H_s, \text{ м}$	$\nabla z_{\text{pk}}, \text{ м}$
113,5	0,33	391,73	-2,16	389,57
104,2	0,185	391,54	2,68	394,24
122,5	0,31	391,54	0,64	391,18

В результате расчетов была выбрана турбина ПЛ50-В-630 потому что у нее самая оптимальная зона работы, так как позволяет работать турбине с большим КПД, небольшое количество агрегатов, приемлемая высота отсасывания.

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

Чтобы выбрать гидрогенератор необходимо знать его номинальную мощность и число пар полюсов.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{113}{0,85} = 132,94 \text{ Мвт}, \quad (3.13)$$

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2P = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{125} = 48. \quad (3.14)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ 1130/140-48, технические характеристики которого представлены в таблице 3.17.

Таблица 3.17 – технические характеристики гидрогенератора СВ 1130/140-48

Тип		СВ-1130/140-48
мощность номинальная	полная	141 МВА
	активная	120 МВт
номинальное напряжение		13,8 кВ
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота		50 Гц
частота вращения		125 об/мин
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		5899 А
ток ротора при номинальной нагрузке		1546 А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		217 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,084
	переходное $X'd$	0,332
	сверхпереходное $X''d$	0,205
емкость обмотки статора		0,91 мкФ/фазу

3.6 Расчет спиральной камеры

Для определения геометрических размеров проточной части, необходимо произвести расчет бетонной спиральной камеры, отсасывающей трубы.

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{\text{сп}} = 225^0$ взятый из ГУХ (приложение В рисунок В.3)

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 * 6,3 = 10,96 \text{ м}, \quad (3.15)$$

Диаметр расположения входных кромок статора: $D_{\text{нап}} = 10,1 \text{ м}$,

$$r_a = \frac{D_{\text{нап}}}{2} = 5,05 \text{ м}. \quad (3.16)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора: $D_{\text{вн}} = 8,85 \text{ м}$,

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = 4,425 \text{ м}. \quad (3.17)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,205 + 0,0033 * 6,3 = 2,23 \text{ м}, \quad (3.18)$$

где $b_0 = 0,35 \cdot 6,3 = 2,205 \text{ м}$.

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{113000}{9,81 \cdot 41,6 \cdot 0,93} = 297,76 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (3.19)$$

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{297,76 \cdot 225}{360} = 186,09 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (3.20)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{186,09}{5,85} = 31,81 \text{ м}^2. \quad (3.21)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$b_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.22)$$

Решив данное квадратное уравнение получим: $b_{\text{вх}} = 7,8 \text{ м}$;

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 10,96 - 5,05 = 5,91. \quad (3.23)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,828 \cdot D_1 = 4,828 \cdot 6,3 = 30,42 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 6,3 = 18,38 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом. Результаты расчета сведены в таблицу 3.18.

Таблица 3.18 – Расчет спиральной камеры

c	Bx	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Вых
r _i	10,96	10,36	9,77	9,17	8,58	7,99	7,39	6,8	6,21	5,61	5,02	4,43
a _i	5,91	5,31	4,72	4,13	3,53	2,94	2,34	1,75	1,16	0,56	-0,03	-0,63
m _i	5,58	4,52	3,56	2,72	2	1,38	0,88	0,49	0,21	0,05	0	0,06
b _i	7,79	6,72	5,77	4,93	4,2	3,59	3,08	2,7	2,42	2,26	2,21	2,27
r _k	6,55	6,26	6	5,78	5,58	5,42	5,29	5,18	5,11	5,06	5,05	5,07
r _k /r _a	1,3	1,24	1,19	1,15	1,11	1,07	1,05	1,03	1,01	1	1	1

Окончание таблицы 3.18

c	Bx	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Вых
ln(rk/ra)	0,26	0,22	0,17	0,14	0,1	0,07	0,05	0,03	0,01	0	0	0
ri/ra	2,17	2,05	1,93	1,82	1,7	1,58	1,46	1,35	1,23	1,11	0,99	0,88
ln(ri/ra)	0,78	0,72	0,66	0,6	0,53	0,46	0,38	0,3	0,21	0,11	-0,01	-0,13
bi*ln(ri/ra)	6,03	4,83	3,81	2,94	2,23	1,65	1,18	0,8	0,5	0,24	-0,01	-0,3
rk*ctgy	24,4	23,4	22,4	21,6	20,8	20,2	19,7	19,3	19,1	18,9	18,8	18,9
rk*ctgy*ln(rk/ra)	6,33	5,02	3,88	2,91	2,11	1,42	0,91	0,5	0,21	0,06	0	0,06
Ji	5,58	4,62	3,79	3,05	2,41	1,9	1,44	1,08	0,79	0,52	0,28	0
фii	225	186	153	123	97	77	58	44	32	21	11	0

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.2.

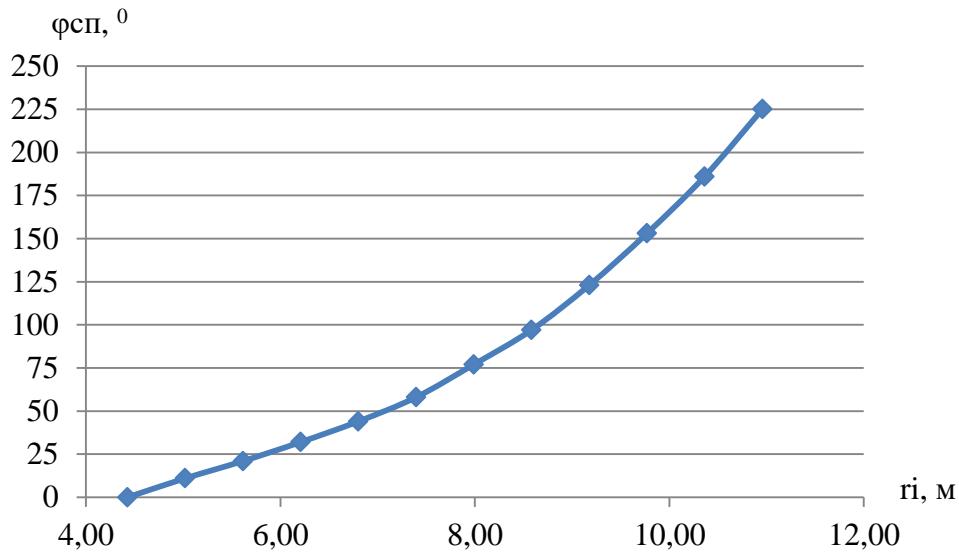


Рисунок 3.2 – График $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Определение ширины подвода:

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 6,3 = 18,45 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Так как ширина подвода $B' > 7$ (м), то необходимо установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближенно назначить из выражения:

$$b = 1 + \frac{Q_{\max}}{400} = \frac{297,61}{400} = 1,74 \text{ м.} \quad (3.27)$$

По рассчитанным данным построим спиральную камеру, которая представлена на рисунке В.4 в приложении В.

3.7 Расчет вала и подшипников

Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент на валу:

$$M_{kp} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{cinhx}} = 0,00974 \cdot \frac{113000}{125} = 8,80, \quad (3.28)$$

наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{kp}}{[\tau_{dop}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{8,80}{34} \right)^{0,33} = 1,10 \text{ м}, \quad (3.29)$$

где $[\tau_{dop}] = 33-35 \text{ Мпа}$ – это допустимое скручивающее усилие на валу.

Наружный диаметр вала принимаем $D_B = 1,1 \text{ м}$.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{rad} = 0,8 \cdot \frac{N}{n_{cinhx} \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{113000}{125 \cdot 6,3} = 114,79 \text{ кН.} \quad (3.30)$$

Диаметр вала под подшипником d_{π} , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B , принимаем $d_{\pi}=1,12 \text{ м}$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{yud} = \frac{R_{rad}}{d_{\pi} \cdot h_{\pi}} = \frac{114,79}{1,12 \cdot 0,4} = 256,23 \text{ кПа,} \quad (3.31)$$

$$[p_{yud}] = 29 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\pi}}{30} \right) = 29 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 125 \cdot 1,12}{30} \right) = 425,16 \text{ кПа.} \quad (3.32)$$

Так как условие $p_{yud} < [p_{yud}]$ выполняется, и подшипник подходит.

Рассмотрим сегментный подшипник. Для данного подшипника при диаметре вала $D_B = 1,1 \text{ м}$, принимается число сегментов: $Z_{segm} = 8$.

Усилие на наиболее загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{rad}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} = \frac{114,79}{(1+2\cos(45)+2\cos(2 \cdot 45))} = 47,55 \text{ кПа,} \quad (3.33)$$

где, α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{segm}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.34)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,87 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{z_{\text{сегм}}} = \frac{0,87 \cdot 3,14 \cdot 1,12}{8} = 0,38 \text{ м.} \quad (3.35)$$

Удельное давление и допустимое удельное давление на сегмент соответственно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{47,55}{0,38 \cdot 0,4} = 294,01 \text{ кПа,} \quad (3.36)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} \right) = 50 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 125 \cdot 1,12}{30} \right) = 733,04 \text{ кПа.} \quad (3.37)$$

Условие $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ соблюдается, выбираем сегментный подшипник.

3.8 Выбор типа и размеров маслонапорной установки и Электрогидравлического регулятора

Из номограммы [2] выбираем типовую маслонапорную установку МНУ12,5/1-40-12,5-2 с объемом котла $12,5 \text{ м}^3$, исполнение однокотельное, давление в системе регулирования 4 Мпа (40 кгс/см^2), имеет сливной бак объемом $12,5 \text{ м}^3$ с двумя насосами.

Электрогидравлический регулятор выбираем типа ЭГРК-150-4 с диаметром главного золотника 150 мм.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Электрические схемы ГЭС строятся по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распределительное устройство.

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. На генераторном напряжении для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Для Чинетской ГЭС с числом агрегатов, равному 3, для максимальной надежности передачи электроэнергии рассмотрим вариант – схему с одиночными и укрупненными блоками.

В энергосистеме присутствуют подстанции 220 кВ. По карте-схеме размещения линий электропередачи было определено, что ближайшей является ПС «Рубцовская» 220 кВ с расстоянием 134 км.

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

По каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбирается силовой трансформатор ТДЦ-200000/220.

- Т – трехфазный;
- Д - дутье;
- Ц – циркуляция масла принудительная;
- 200000 номинальная мощность трансформатора, кВА;
- 220 - значение высшего напряжения, кВ.

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	200
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	U_k	%	10,85
Потери короткого замыкания	ΔP_k	кВт	580
Потери холостого хода	ΔP_x	кВт	200
Ток холостого хода	I_x	%	0,4

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используется значение максимальных нагрузок.

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{4000}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.1)$$

Время работы блоков в течении одного года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{п.р.}} - w \cdot T_b = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.} \quad (4.2)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов в год;

$T_{\text{п.р.}} = 30$ – время плановых простоев блока;

$w = 0,025$ – параметр потока отказов трансформаторного блока;

$T_b = 60$ – среднее время аварийно восстановившихся работ трансформатора в часах.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,2 \cdot 8728,5 = 1745,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{kz}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,58}{1} \cdot \left(\frac{139,76}{200} \right)^2 \cdot 2405,29 = 681,24 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.3)$$

Издержки:

$$I_{(1)} = (\Delta W_{xx} + \Delta W_h) \cdot \gamma = (1745,7 + 681,24) \cdot 0,009 = 21,8 \text{ тыс руб.} \quad (4.4)$$

$$I_1 = n \cdot I_{(1)} = 3 \cdot 21,8 = 65,53 \text{ тыс руб.} \quad (4.5)$$

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

По каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбирается силовой трансформатор ТДЦ-200000/220. В схеме с укрупненным блоком используются трансформаторы ТДЦ-200000/220 и ТДЦ 400000/220.

Паспортные данные трансформатора ТДЦ 400000/220 представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-400000/220

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	400
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	U_k	%	1
Потери короткого замыкания	ΔP_k	кВт	880
Потери холостого хода	ΔP_x	кВт	330
Ток холостого хода	I_x	%	0,3

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,33 \cdot 8728,5 = 2880,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_T} \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,88}{1} \left(\frac{279,53}{400} \right)^2 \cdot 2405,29 = 1033,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.7)$$

Издержки:

$$I_{(2)} = (\Delta W_{\text{хх}} + \Delta W_{\text{н}}) \cdot \gamma = (2880,4 + 1033,7) \cdot 0,009 = 35,2 \text{ тыс руб}, \quad (4.8)$$

$$I_2 = n \cdot I_{(2)} = 1 \cdot 35,23 = 35,23 \text{ руб}. \quad (4.9)$$

Для ТДЦ-200000/220:

Издержки:

$$I_3 = n \cdot I_{(1)} = 1 \cdot 21,84 = 21,84 \text{ тыс руб}. \quad (4.10)$$

Издержки для двух трансформаторов:

$$I_4 = I_3 + I_2 = 21,84 + 35,23 = 57,07 \text{ тыс руб.} \quad (4.11)$$

4.2.3 Выбор трансформатора собственных нужд станции

Трансформатор собственных нужд выбирается таким образом, чтобы в случае аварийной ситуации, все собственные нужды могли возлагаться на один трансформатор. С учетом этого условия производиться расчет собственных нужд станции и после чего выбирается трансформатор собственных нужд.

$$P_{\text{СН}}^{\text{станции}} = P_{\text{установленная}} \cdot 0,01 = 339 \cdot 0,01 = 3,39 \text{ МВт.} \quad (4.12)$$

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд. По подходящей мощности выбирается трансформаторы ТСЗ – 4000/13,8/6,3

Параметры трансформатора ТСЗ – 4000/13,8/6,3 представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры трансформаторов ТСЗ – 4000/13,8/6,3

Наименование величины	Обозначение	ТСЗ – 4000/13,8/6,3
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	4,0
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$, кВ	13,8
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$, кВ	6
Напряжение короткого замыкания	ΔU_k , %	6

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

Суммарная мощность, выдаваемая на распределустройство:

$$S_{\Sigma} = \left(\frac{P_{\text{ГЭС}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_r} \right) = \frac{339 - 3,39}{0,85} = 394,8 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.13)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ $P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}$. Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$.

$$S_{\text{пред}} = \frac{1,2 \cdot P_{\text{пред}}}{\cos \varphi_r} = \frac{1,2 \cdot 135}{0,85} = 190,6 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.14)$$

Число отходящих ВЛ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{пред}}} + 1 = \frac{394,84}{190,6} + 1 = 3. \quad (4.15)$$

Рабочий ток линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{394,8}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 345,4 \text{ А.} \quad (4.16)$$

Расчетный ток линии:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_t \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 345,4 = 362,7 \text{ А.} \quad (4.17)$$

где α_t - коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;
 α_i - коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки.

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\lambda}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{394,8}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 518,1 \text{ А.} \quad (4.18)$$

Экономическое сечение:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{362,7}{1,1} = 329,7 \text{ мм}^2, \quad (4.19)$$

где $J_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока

По экономическому сечению и току $I_{\text{п.ав.}}$ принимается провод марки АС-330/30. Каталожные данные представлены в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС-330/30

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Удельное активное сопротивление	$r_{\text{уд}}$	Ом/км	0,0283
Удельное реактивное сопротивление	$x_{\text{уд}}$	Ом/км	0,308
Предельно допустимый ток	$I_{\text{доп}}$	А	730

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании техникоэкономического сравнения вариантов

Для того чтобы выбрать схему из вариантов, необходимо произвести технико-экономическое обоснование. Из двух вариантов выбирается такой, у которого приведенные затраты будут меньше.

1) Для первого варианта при количестве присоединений $n=6$ принимаем схему РУ одиночного блока.

Капиталовложения:

$$K = K_{T1} \cdot n + K_{CH} \cdot m + K_{Py} \cdot t = 759,59 \cdot 3 + 74,99 \cdot 3 + 82,05 \cdot 8 = 3,16 \text{ млрд. руб,} \quad (4.20)$$

где n – количество силовых трансформаторов;

K_T – стоимость силового трансформатора;

m – число трансформаторов собственных нужд;

K_{CH} – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{ру}}$ – стоимость ячейки ОРУ;

t – число ячеек.

2) Для второго варианта принимаем схему РУ укрупненного блока.

Капиталовложения:

$$K = K_{T_2} \cdot n + K_{T_1} \cdot n + K_{CH} \cdot m + K_{Py} \cdot t = 1461,48 \cdot 1 + 759,59 \cdot 1 + 74,99 \cdot 3 + 82,05 \cdot 7 = 3,02 \text{ млрд. руб.} \quad (4.21)$$

Наиболее экономичным из вариантов эл. установок требует наименьшего числа полных приведенных затрат:

Для первого варианта:

$$Z_1 = E \cdot K + I_1, \quad (4.22)$$

$$Z_1 = 0,15 \cdot 3160 + 0,065530 = 474,7 \text{ млн. руб}$$

где $I_1 = 0,065530$ млн. руб

Для второго варианта:

$$Z_2 = E \cdot K + I_4, \quad (4.23)$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 3020 + 0,057070 = 453,1 \text{ млн. руб.}$$

Найдем разницу приведенных затрат между вариантами:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = 4,4\%. \quad (4.24)$$

Принимаем вариант с одиночным блоком, т.к. этот вариант более эффективен технически, чем вариант №2.

4.5 Выбор схемы распределительного устройства

Число присоединений 6, 3 линии и 3 блока. Была выбрана схема с двумя рабочими и обходной системой шин. Схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.1.

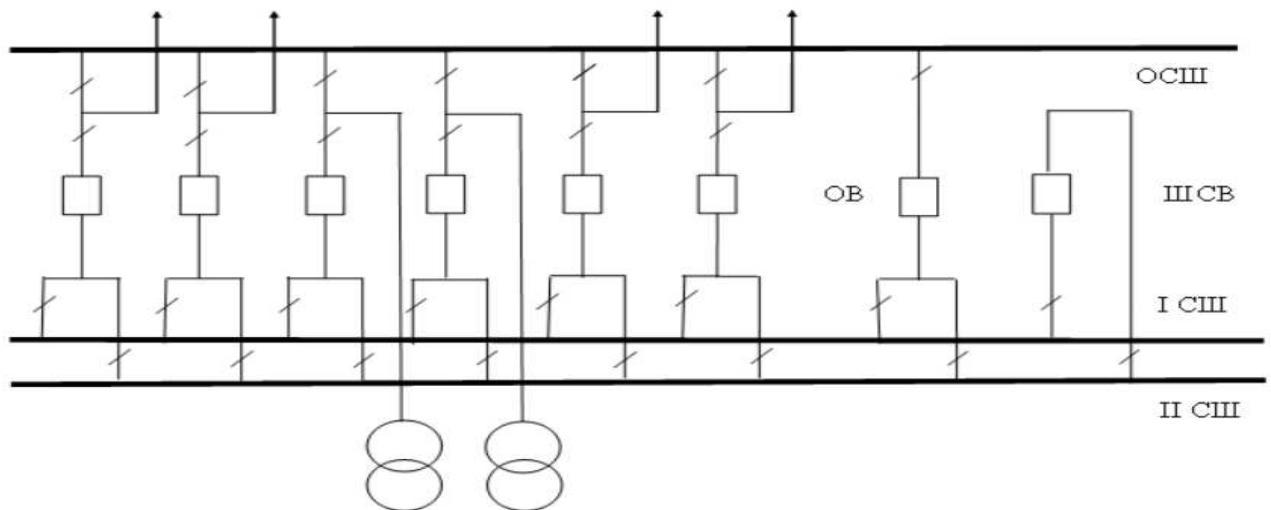


Рисунок 4.1 – Схема РУ с двумя рабочими и обходной системой шин

4.6 Расчёт токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов

На рисунке 4.1 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.2 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1				y	1	Г1		14
2				y	2	Блок 1		14
3				y	3	ОРУ		230
4				y	4	Г2		14
5				y	5	Блок 2		14
6				y	6	Сеть		230
7				y	7	Г3		14
8				y	8	Блок 3		14

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	Бд...	N_...	Кт/г
1			Выкл			B...	1	2	Г1 - Блок 1							
2			Тр-р			Тр-р	2	3	Блок 1 - ОРУ	0,77	32,21					0,060
3			Выкл			B...	4	5	Г2 - Блок 2							
4			Тр-р			Тр-р	5	3	Блок 2 - ОРУ	0,77	32,21					0,060
5			Выкл			B...	7	8	Г3 - Блок 3							
6			Тр-р			Тр-р	8	3	Блок 3 - ОРУ	0,77	32,21					0,060
7			ЛЭП			B...	3	6	ОРУ - Сеть	3,79	41,27					

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	Узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	yp.E	yp.Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Ia	dIa
1		1	Г1		1	0,020	0,277	0,020	0,277	0,059	0,831	15,594				6,484	-85,936	6,484	-85,936	6,484	-85,936	19,452	-85,936
2		2	Г2		4	0,020	0,277	0,020	0,277	0,059	0,831	15,594											
3		3	Г3		7	0,020	0,277	0,020	0,277	0,059	0,831	15,594											
4		4	Сеть		6	8,160	89,630	8,160	89,630	8,160	89,630	230,000											

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

На рисунке 4.5 приведены результаты расчета трехфазного КХ на выводах генератора

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I1	dI1
1		1		3ф	1					32,6293	-85,89

Рисунок 4.5 – Результаты расчета трехфазного КХ на выводах генератора

На рисунках 4.6 и 4.7 приведены результаты расчета однофазного и трехфазного КЗ на СШ 220 кВ.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I1	dI1
1		1		1ф	3					22,404	-88,25

Рисунок 4.6 – Результаты расчета однофазного КЗ на СШ 220 кВ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I1	dI1
1		1		3ф	3					15,1290	-88,29

Рисунок 4.7 – Результаты расчета трехфазного КЗ на СШ 220 кВ

Результаты расчета токов короткого замыкания представлены в таблице.

Таблица 4.5 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Тип КЗ	Номер узла	Ipo, кА	iy, кА
3 ф	1	32,63	90,67
3 ф	3	15,13	36,74
1 ф	3	22,40	54,40

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{\text{раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{т,ном}}, \quad (4.25)$$

$$I_{\text{раб max}} = 1,05 \cdot 5,91 = 6,2 \text{ кA}. \quad (4.26)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(РУВН)}} = \frac{S_{r,\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{t,\text{ном}}} = \frac{141}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,336 \text{ кА.} \quad (4.27)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{394,84}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,345 \text{ кА.} \quad (4.28)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{394,84}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,518 \text{ кА.} \quad (4.29)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

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

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,max}} .$$

$$B_{k,\text{норм}} \geq B_{k,\text{расч.}}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-15 и разъединитель РВРЗ-20/8000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблицах 4.6 и 4.7.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя ВГГ-15

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}} = 6200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{n0} = 32,63 \text{ кА}$	$I_{n0} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 90,67 \text{ кА}$	$I_y = 130 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 32,63^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 657,7 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} = 63^2 \cdot 3 =$ $= 11907 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного разъединителя РВРЗ-20/8000

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}} = 6,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 8 \text{ кА}$
$I_{n0} = 32,63 \text{ кА}$	$I_{n0} = 100 \text{ кА}$
$i_y = 90,67 \text{ кА}$	$I_y = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 32,63^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 657,7 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$ $B_{\text{к.расч}} = 100^2 \cdot 3 =$ $= 30000 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

4.9 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице

Таблица 4.8 – 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	AC-M3	RS485	0,5	8
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры

55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе II по ГОСТ 15150.

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

4.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-20-1. Производитель ОАО «Свердловский завод».

Данные необходимые для выбора трансформатора тока ТШЛ-20-1 приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-1

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{сети} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 20 \text{ кВ}$
$I_{раб.max} < I_{ном}$	$I_{раб.max} = 6200 \text{ А}$	$I_{ном} = 8000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ОАО «Свердловский завод».

Данные необходимые для выбора трансформатора тока ЗНОЛ-20 приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{сети} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 20 \text{ кВ}$

4.11 Выбор оборудования для ОРУ

4.11.1 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 выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные выключателя и разъединителя представлены в таблице

Расчетные и каталожные данные для выбора разъединителя РГ-220/1000 УХЛ1 и Проверка выключателя ВЭБ-220 приведены в таблицах 4.11 и 4.12.

Таблица 4.11 – Проверка разъединителя РГ-220/1000 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 336 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{п0}} = 15,13 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 31,5 \text{ кА}$
$I_y = 36,73 \text{ кА}$	$I_y = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.ном}} = 18,31 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 2976,75 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.12 – Проверка выключателя ВЭБ-220

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 336 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$i_{\text{п0}} = 15,13 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 50 \text{ кА}$
$I_y = 36,73 \text{ кА}$	$I_y = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.ном}} = 18,31 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

4.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ- 220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1.

Данные для трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.}max} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.}max} = 336 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЕТО».

Данные по которым выбирается трансформатор тока ТОГФ-220-УХЛ1 приведены в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$

Для защиты цепи 220 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-220УХЛ1.

5 Релейная защита и автоматика

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

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 СВ-1130/140-48– 141 МВ·А:

- 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-200000/220:

- 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 13,8 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 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ).
- 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 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{141}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,9 \text{ кА} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{cx}}}{K_{\text{tt}}} = \frac{5906,4 \cdot 1}{6000/5} = 4,92 \text{ А} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ном, TB}} = \frac{I_{\text{ном, рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном, рот}} = \frac{1546}{1,2255} \cdot 217 = 273,8 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения мощностью 280 кВА.
Выполним пересчёт тока трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ВН TE}} = \frac{S_{\text{ном, TB}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном, рот}}} = \frac{280 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 217} = 745 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{НН TE}} = \frac{I_{\text{ВН TE}}}{K_{\text{tt}}} = \frac{745}{750/5} = 4,97 \text{ А} \quad (5.5)$$

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{c.z.} < 0,2 \cdot I_{nom}$) 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: $I_{nom} = 5906,4$ А.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина I_{cp0} выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{HB(H)} = K_{ODN} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5906,4 = 295,3 \text{ A} \quad (5.6)$$

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{HB(H)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.7)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 5906,4 = 886 \text{ A.} \quad (5.8)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{HB(KZ)} = K_{AP} \cdot f_i \cdot K_{ODN} \cdot I_{MAX}, \quad (5.9)$$

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

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

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

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

$$I_{max} = \frac{E_g''}{X_d''} \cdot I_{nom}. \quad (5.10)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{HB(K3)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,205} \cdot 5906,4 = 3255,7 \text{ A.} \quad (5.11)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{HB(K3)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.12)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

$$I_T = I_{max} = 32557 \text{ A}$$

Тогда:

$$K_T > \frac{3255,7 \cdot 2}{32557},$$

$$K_T > 0,2,$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

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

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

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 $I_{OTC} = (5 \div 6) \cdot I_{nom}$.

Принимаем уставку:

$$I_{OTC} = 5 \cdot I_{nom} = 5 \cdot 5906 = 29531 \text{ A} \quad (5.15)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

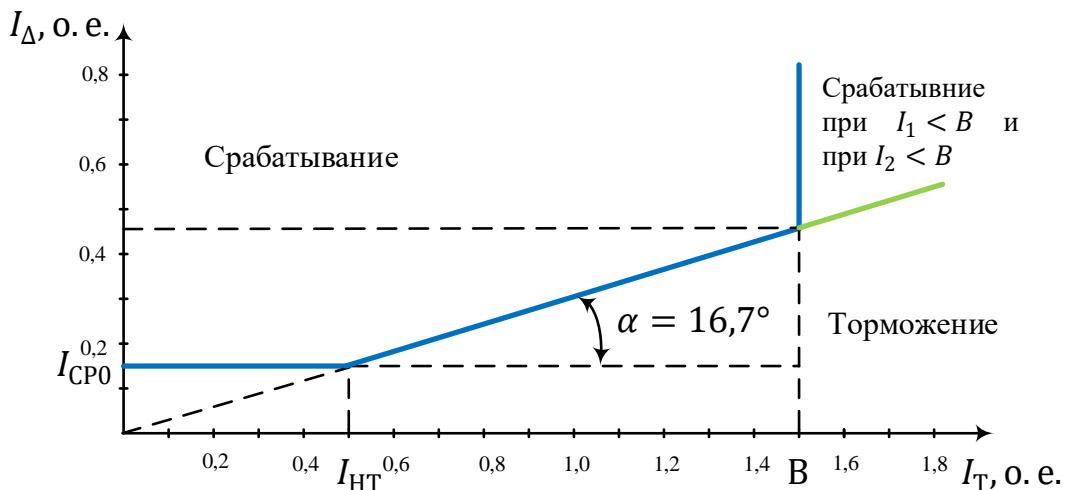


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Задача 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 (UN (Uo))

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.

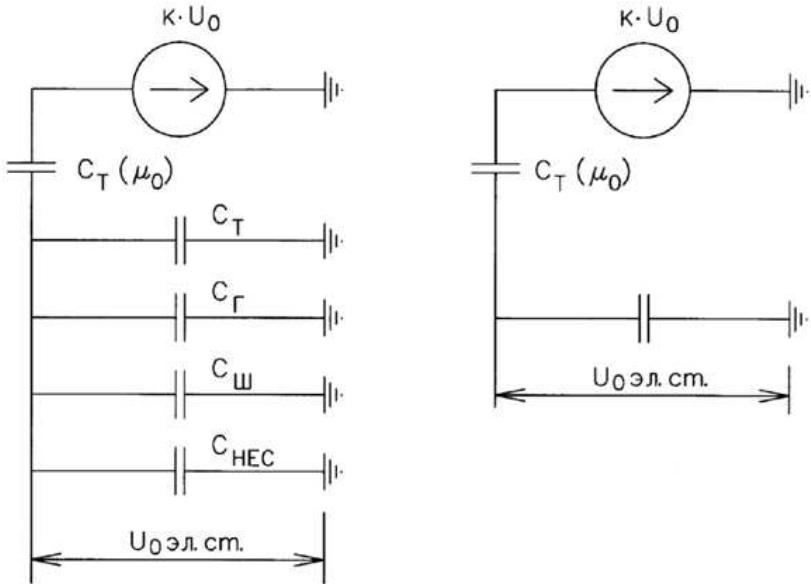


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения U_0 эл.ст.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_W + C_{BГ} = 0,007 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.16)$$

где $C_T (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,015 мкФ/фазу;

C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,9 мкФ/фазу;

C_W – ёмкость шинопровода по отношению к земле. Принимается равной 0,007 мкФ/фазу;

$C_{BГ}$ – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ. Принимаем равной 0,35 мкФ/фазу.

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

$$U_0 \text{ эл.ст} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46572,9 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 218,8 \text{ В}. \quad (5.17)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ}, \quad (5.18)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,48 \text{ А.} \quad (5.19)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{U_0 \text{ эл.ст.}}{n_{\text{TH}}}, \quad (5.20)$$

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 218,8}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}},$$

$$U_{\text{CP}} \geq 1,45,$$

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 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.21)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.22)$$

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

U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.23)$$

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 (I2)

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

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

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.24)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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

Защита включает в себя следующие органы :

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

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

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18 \quad (5.26)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.27)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.28)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889\text{с} \quad (5.29)$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}, \quad (5.30)$$

$$A_{\text{ИО}} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.31)$$

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{н}}$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

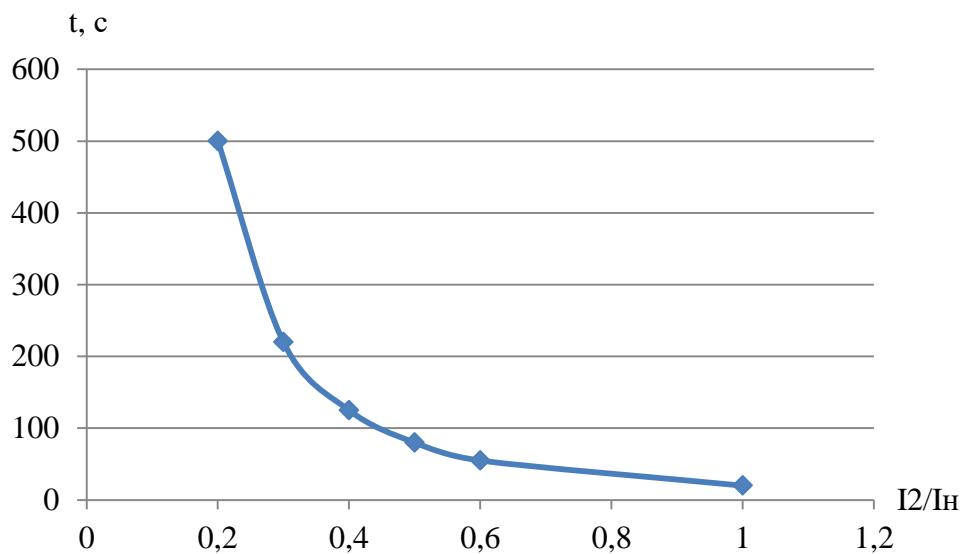


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{\text{охл}}$) 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_{20TC}) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

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

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения:

$$X_d''_{\text{вн}} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}}\right)^2 = 0,205 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 63, \quad (5.32)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_T = \frac{U_{\text{к%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,85}{100} \cdot \frac{141}{200} = 0,076, \quad (5.33)$$

$$I^*_{2\text{C.3.}} \leq \frac{I^{(2)}_{2\text{МИН}}}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_d''_{\text{вн}} + X_T + X_L)}, \quad (5.34)$$

$$\text{где } X_L = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 41,3 \cdot \frac{141}{242^2} = 0,099, \quad (5.35)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I^*_{2\text{C.3.}} \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (63 + 0,076 + 0,099)} = 0,0061 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{C.3.}} = I^*_{2\text{C.3.}} \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = 0,0061 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,21 \quad (5.37)$$

ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2\text{C.3.}} = 0,21$.

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

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ 220 кВ, 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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.38)$$

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:

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

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

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

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

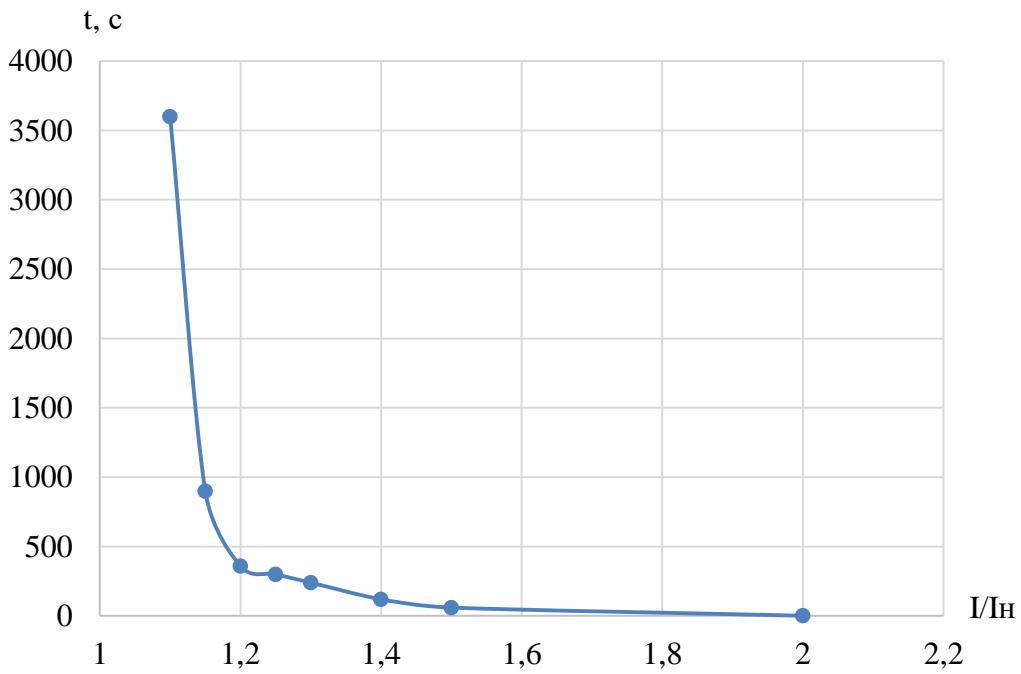


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{HOM}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{HOM}, \quad (5.40)$$

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

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В.} \quad (5.41)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение МШВ, 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 ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Чинетской ГЭС – Рубцовская:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 31,77 + \frac{0,8}{3} \cdot 41,44 = 36,47 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,1085 \cdot 242^2}{200} = 31,77 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,1085 \cdot \frac{141}{200} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{141}{242^2} \cdot 41,44 = 0,088,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{o.e.}} \cdot Z_6 = 0,088 \cdot 1,35 = 0,119 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{H\Gamma}} = \frac{13,8^2}{141} = 1,35. \quad (5.46)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,119 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,03 \text{ Ом}. \quad (5.47)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,03 \text{ Ом}$.

1) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

2) Принимаем $\Delta Z = 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5906,5} = 1,35 \text{ Ом}, \quad (5.48)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.ХХ.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1546}{814} - 0,95}{1,084} = 2,63, \quad (5.49)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.50)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358, \quad (5.51)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 69,02^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.52)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{141} = 0,467 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,467 \cdot 6000 / 5}{13800 / 100} = 4,06 \text{ Ом}, \quad (5.54)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,1 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,15 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,6 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

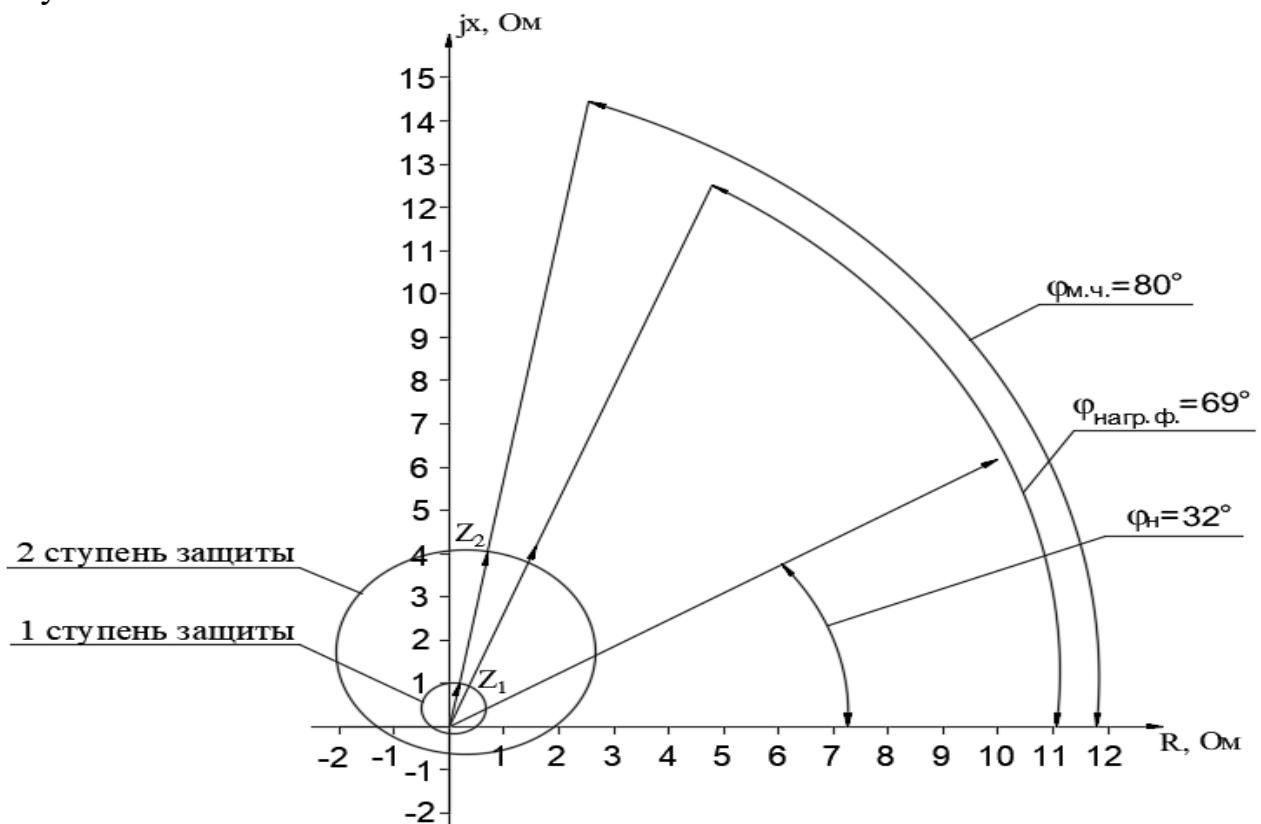


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.55)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.56)$$

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

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 5.6.

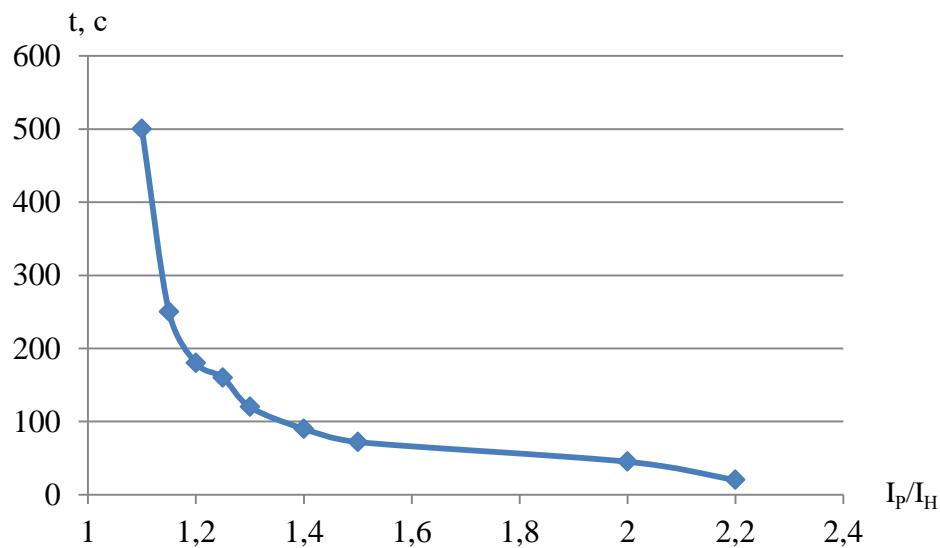


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.57)$$

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 Витимская ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

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

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

5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Г в таблицах Г.1 и Г.2.

6 Компоновка и состав сооружений гидроузла

6.1 Назначение класса гидротехнического сооружения.

Класс ГТС назначают по [3].

По высоте сооружения (56м) и типу грунта (скальный) – II класс, по установленной мощности (339МВт) – II класс, По последствиям возможной гидродинамической аварии (число людей которые могут пострадать при возможной гидродинамической аварии более 3000) – I класс.

Принимаем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – I класс ГТС.

6.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины.

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla \Gamma \Gamma \Pi = \nabla \text{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

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

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, $a = 0,8$ м.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos a, \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, принимаемы в зависимости от расчетной скорости ветра, $k_w = 2,46 \cdot 10^{-6}$;

V – расчетная скорость ветра на уровне воды, м/с;

L – длина разгона волны, м;

a – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра, $a = 0$

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{441 - 390}{2} = 25,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле:

$$\Delta h_{set} = 2,46 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{24^2 \cdot 1000}{9,81 \cdot 25,5} = 0,0057.$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности для основного и поверочного случаев.

Вычислим безразмерные комплексы: $\frac{g \cdot t}{V}$, $\frac{g \cdot L}{V^2}$,

где t – период развития волн на водохранилище, $t = 6$ ч.

Для основного случая по формулам (1.6) и (1.7):

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 1000}{24^2} = 17,03, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 8829. \quad (6.6)$$

Далее по графику по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$.

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} .

Для основного случая: $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,008$; $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,078$; $\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 0,95$; $\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 3,91$.

Следовательно:

$$\bar{h} = \frac{0,0083 \cdot V^2}{g} = \frac{0,018 \cdot 24^2}{9,81} = 0,47 \text{ м}, \quad (6.7)$$

$$\bar{T} = \frac{0,985 \cdot V}{g} = \frac{0,985 \cdot 24}{9,81} = 2,32 \text{ с}. \quad (6.8)$$

Вычислим среднюю длину волны для основного случая:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{2,41^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 8,43 \text{ м}, \quad (6.9)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d. \quad (6.10)$$

$25,5 > 4,215$ т.е. условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.11)$$

где K_i - коэффициент, определяемый по графику [4, приложение 1, рис 2] в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V^2}$:

для основного случая при $K_i = 2,1$ по формуле (6.14):

$$h_{1\%} = 0,47 \cdot 2,09 = 0,98 \text{ м}$$

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

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}. \quad (6.12)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса.

$k_r = 1$, $k_p = 0,9$ для откоса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;

k_{sp} – коэффициент принимаемый в зависимости от скорости ветра и $m = ctg\varphi = 1,5$ и $V = 24 \text{ м/с}, = 1,4$;

$k_{run} = 2,27$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от пологости волны;

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{8,43}{0,98} = 8,9, \quad (6.13)$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,27 \cdot 0,98 = 2,8. \quad (6.14)$$

Рассчитывают превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе по формуле (6.2):

$$h_s = 0,0057 + 2,8 + 0,8 = 3,61 \text{ м.}$$

Определяют отметку гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla ГГП = 441 + 3,61 = 444,61 \text{ м.}$$

6.3 Определение ширины водосливного фронта

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты определяют напор на сооружение при основном и поверочном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 441.00 - 397.00 = 44,00 \text{ м.} \quad (6.15)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \Phi \text{ПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 442.00 - 397,3 = 44,7 \text{ м.} \quad (6.16)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты так как напор $H_{\text{осн}}$ и $H_{\text{пов}}$ больше $H_{\text{мин}}^{\text{турб}}$

Определяют расход через один гидроагрегат при основном $Q_{\Gamma A}^{\text{осн}}$ и поверочном расчетном случае:

$$Q_{\Gamma A}^{\text{осн}} = \frac{N_{\Gamma A}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{113000}{9,81 \cdot (44,00 - 0,7) \cdot 0,902} = 294,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.17)$$

$$Q_{\Gamma A}^{\text{пов}} = \frac{N_{\Gamma A}}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{113000}{9,81 \cdot (44,7 - 0,7) \cdot 0,902} = 290,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.18)$$

Согласно СП 58.13330.2012 [5] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов – m , должно быть не более:

$$m = (n-1) = (3-1) = 2 \quad (6.19)$$

где n – количество гидроагрегатов

$$Q_{\Gamma \text{ЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\Gamma A}^{\text{осн}} \cdot m = 294,9 \cdot 2 = 589,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.20)$$

$$Q_{\Gamma \text{ЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\Gamma A}^{\text{пов}} \cdot m = 290,2 \cdot 2 = 580,4 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.21)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\Gamma \text{ЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = 3911 - 589,8 - 760,7 = 2557 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.22)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\Gamma \text{ЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 4650 - 580,4 - 760,7 = 3305 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.23)$$

$$\text{где } Q_{cp} = \frac{(V_{no} + V_{np})}{T_{cp}} = \frac{(7,5 + 4,33) \cdot 10^9}{15552000} = 760,7 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.24)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_B} = \frac{2557}{43,63} = 58,6 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где q_B – удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 35 = 43,75 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.26)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB}^{\text{осн}} = 5 \cdot 7,00 = 35 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.27)$$

$$h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ДНА} = 397,00 - 390,00 = 7 \text{ м.} \quad (6.28)$$

где $[v_h] = 5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ – допустимая скорость на рисберме для скальных оснований.

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону до стандартного:

$$B = b \cdot n \quad (6.29)$$

где n – число пролетов.

Округляем B до 60 метров, принимаем $n = 5$ количество пролетов по 12 метров.

6.4 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2557}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,28 \text{ м,} \quad (6.30)$$

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

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2557}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,51 \text{ м,} \quad (6.31)$$

где σ_n – коэффициент подтопления, принимается $\sigma_n = 1$.

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1)0,45}{5} \cdot \frac{7,28}{12} = 0,95. \quad (6.32)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,51 - \frac{1,1 \cdot 0,7^2}{2 \cdot 9,81} = 7,48 \text{ м,} \quad (6.33)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{Дно})(B + (n-1)\delta_6)} = \frac{2557}{(441,00 - 390,00) \cdot (60 + (5-1) \cdot 3)} = 0,7 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.34)$$

где $\delta_b = 3$ м – толщина быка.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla\Gamma B = \nabla H_{\text{ПУ}} - H_{\text{ст}} = 441 - 8 = 433,00 \text{ м.} \quad (6.35)$$

где $H_{\text{ст}}$ – ближайшее стандартное значение напора.

$$H_{\text{ст}} = 8 \text{ м}$$

Отметку гребня быка плотины определим по формуле:

$$\nabla\Gamma B = \nabla\Gamma B + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 433,00 + 1,6 \cdot 8 = 445,8 \text{ м.} \quad (6.36)$$

6.5 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяют напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3305}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,64 \text{ м.} \quad (6.37)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\pi} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3305}{0,49 \cdot 0,928 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,08 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Коэффициент бокового сжатия:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1)0,45}{5} \cdot \frac{8,64}{12} = 0,928. \quad (6.39)$$

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

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\Phi_{\text{ПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_b)} = \frac{3305}{(442 - 390)(60 + (5-1)*3)} = 0,88 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.40)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 9,08 - \frac{1,1 \cdot 0,88^2}{2 \cdot 9,81} = 9 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня, т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив

$$\nabla\Phi_{\text{ПУ}} = \nabla\Gamma B + H_{\text{пов}} = 433,00 + 9 = 442,00 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Расчетная отметка форсированного уровня не превышает заданный, следовательно, пропускная способность обеспечивается.

6.6 Построение профиля водосливной грани

Координаты для построения оголовка водосливной плотины приведены в таблице 6.1. Оголовок безвакуумного профиля типа А представлен на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка профиля типа А

№ точки	X	Y	№ точки	X	Y
1	0	1,0	21	16	9,9
2	0,8	0,3	22	16,8	11,0
3	1,6	0,1	23	17,6	12,1
4	2,4	0,0	24	18,4	13,2
5	3,2	0,0	25	19,2	14,4
6	4	0,2	26	20	15,7
7	4,8	0,5	27	20,8	17,0
8	5,6	0,8	28	21,6	18,3
9	6,4	1,2	29	22,4	19,7
10	7,2	1,6	30	23,2	21,1
11	8	2,0	31	24	22,6
12	8,8	2,6	32	24,8	24,1
13	9,6	3,2	33	25,6	25,7
14	10,4	3,8	34	26,4	27,2
15	11,2	4,5	35	27,2	28,9
16	12	5,3	36	28	30,5
17	12,8	6,1	37	28,8	32,2
18	13,6	7,0	38	29,6	34,0
19	14,4	7,9	39	30,4	35,8
20	15,2	8,9	40	31,2	37,6
			41	32	39,5

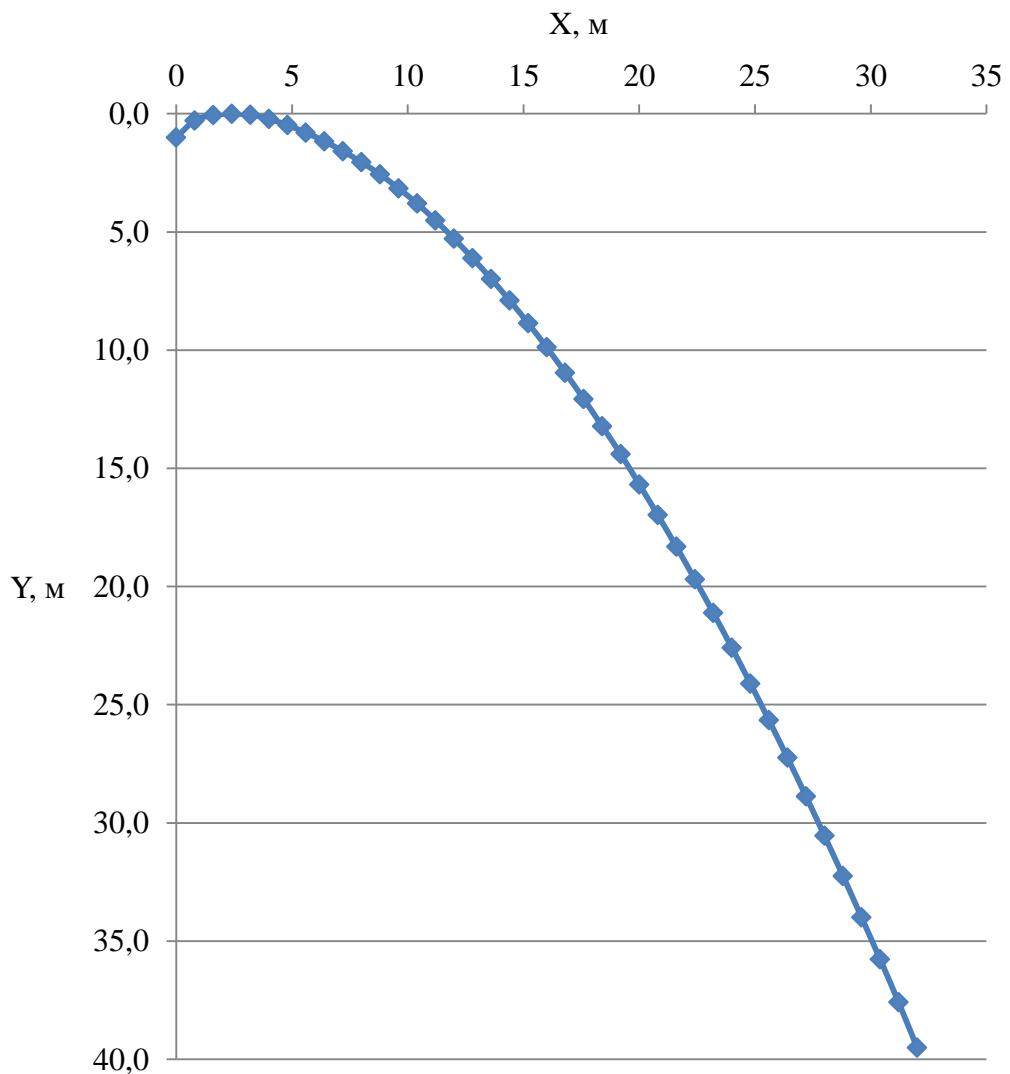


Рисунок 6.1 – Оголовок безвакуумного профиля типа А

6.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla HPU - \nabla DNA = 441 - 390 = 51 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Для определения типа гидравлического прыжка вычисляем критическую глубину потока:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{aQ_p^2}{(B+(n-1)\cdot\delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2557^2}{(60+(5-1)\cdot3)^2 \cdot 9,81}} = 5,21 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{35,5}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (51 - 0)}} = 1,25 \text{ м.} \quad (6.45)$$

В нашем случае $T_0 = 51 > 40$ м, поэтому принимаем $\varphi = 0.9$.

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{35,5}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (51 - 1,25)}} = 1,26 \text{ м.}$$

где q_c – удельный расход на водобое

$$q_c = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{B + (n-1)\delta_6} = \frac{2557}{60 + (5-1) \cdot 3} = 35,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.46)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left[\sqrt{1 + 8(h_{\text{кр}}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{1,26}{2} \left[\sqrt{1 + 8 \left(\frac{5,21}{1,26} \right)^3} - 1 \right] = 14,96 \text{ м} \quad (6.47)$$

$h''_c = 14,96 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 7,00 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок не допустим, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.8 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования – обеспечить отброс струи на расстояние, безопасное для устойчивости плотины и других сооружений.

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{\text{НБ}} + (1 - 2) \text{м} = 7,3 + 1,2 = 8,5 \text{м}, \quad (6.48)$$

Отметка носка:

$$\nabla \text{HОС} = \nabla \text{ДНА} + a = 390 + 8,5 = 398,5 \text{ м}. \quad (6.49)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_{\text{н}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{HОС} = 441 - 398,5 = 42,5 \text{ м}. \quad (6.50)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_{\text{н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_{\text{н}}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 42,5} = 25,98 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.51)$$

где φ - коэффициент скорости потока, принимается равным 0,9

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{35,5}{25,98} = 1,37 \text{ м.} \quad (6.52)$$

$$\text{где } q = \frac{Q_{\text{расч.макс.осн}}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{2557}{60 \cdot (5-1) \cdot 3} = 35,5 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.53)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{25,98^2}{9,81 \cdot 1,37} = 50,38. \quad (6.54)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2a \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 a}} \right) = 0,9 \cdot 42,5 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 60^0 \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{44}{42,5} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^0}} \right) = 55,91 \text{ м,} \quad (6.55)$$

$$\text{где } Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 441,00 - 397 = 44 \text{ м.} \quad (6.56)$$

Полученное расстояние отлета струи можно считать безопасным, т.к. выполняется условие $L > 0,4Z_0$

Глубина размыва:

$$H_p = t - h_{H6}, \quad (6.57)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{H6}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{50,38}) \cdot \sqrt{50,38} \cdot \sqrt[4]{\frac{7}{1}} \cdot 1,37 = 20,49 \quad (6.58)$$

$$H_p = 20,49 - 7 = 13,49 \text{ м.} \quad (6.59)$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tga_1}, \quad (6.60)$$

$$\begin{aligned} \text{где, } tga_1 &= \sqrt{tg^2 a + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos 30^0 + a - h_{H6})}{V_H^2 \cdot \cos^2 a}} = \\ &= \sqrt{tg^2 30^0 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,37 \cdot \cos 30^0 + 8,5 - 7)}{25,98^2 \cdot \cos^2 30^0}} = 0,643, \end{aligned} \quad (6.61)$$

$$L_1 = 55,91 + \frac{20,49}{0,643} = 87,74 \text{ м}, \quad (6.62)$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{kp} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 5,21 + 3,7 \cdot 13,49 = 62,95 \text{ м}. \quad (6.63)$$

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

6.9 Расчет глубинных водовыпусков

Средний расход в период, когда сброс воды через основной отсутствует, определяем следующим образом:

$$Q_{cp} = \frac{(V_{no}+V_{np})}{T_{cp}} = \frac{(7,5+4,33) \cdot 10^9}{15552000} = 760,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.64)$$

где T_{cp} – период сработки водохранилища до отметки УМО.

Принимаем диаметр водовыпускного отверстия 4 м.

Отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО принимают выше пололка галереи не менее $D/2 + 2 \text{ м} = 4/2 + 2 = 4 \text{ м}$.

$$\nabla_{ЦO} = \nabla_{\text{пола галереи}} + \text{высота галереи} + 4 = 390,00 + 3,5 + 4 = 397,50 \text{ м}. \quad (6.65)$$

За отметку пола галереи принята отметка дна.

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{(\nabla_{НПУ} + \nabla_{УМО})}{2} - \nabla_{ЦO} = \frac{(441,00 + 430,6)}{2} - 397,50 = 38,8 \text{ м}. \quad (6.66)$$

Определяют расход через отверстие:

$$q_{bb} = \omega \mu \sqrt{2gH} = 12,56 \cdot 0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 38,8} = 275,6, \quad (6.67)$$

где μ – коэффициент расхода 0,8;

ω – площадь водовыпускного отверстия диаметром 4м.

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2^2 = 12,56 \text{ м}^2. \quad (6.68)$$

Определяют количество водовыпускных отверстий необходимое для пропуска расчетного расхода Q_{cp} :

$$n = \frac{Q_{cp}}{q_{bb}} = \frac{760,7}{275,6} = 2,76. \quad (6.69)$$

Принимаем 3 отверстия диаметром 4 м.

6.10 Конструирование плотины

6.10.1 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.

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в плотине;
- 2) остойчивость тела плотины против сдвига по основанию

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

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

Заложение низовой грани можно принять равным $m = 0,67 \div 0,7$.

Высота плотны h равна:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 441,00 - 387,00 = 54 \text{ м.} \quad (6.70)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - (\delta_b + (2 \div 3)), \quad (6.71)$$

где $\delta_b = 0$;

$$\nabla_{дна} = 390,00 \text{ м.}$$

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{под} = 390,00 - 3 = 387,00 \text{ м,}$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 54 = 37,8 \text{ м.} \quad (6.72)$$

6.10.2 Разрезка бетонных плотин швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$S = \delta_b + b = 3 + 12 = 15 \text{ м}, \quad (6.73)$$

где δ_b – толщина быка;

b - ширина пролета.

Разрез делается по быку.

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

6.10.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 3 (пункт 6.4). Минимальная толщина между пазами 0,8м. Ширина быка по гребню 20,6 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

6.10.4 Разделительные устои

Для отделения водослива от здания ГЭС и грунтовой плотины, принимаются разделительные устои.

6.10.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем дренажи в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{kp.m}} = \frac{(\text{НПУ} - \text{отм.пола галереи}) \cdot \gamma_n}{I_{kp.m}} = \frac{(441 - 390) \cdot 1,25}{25} = 2,55, \quad (6.74)$$

где $H_d = (\text{НПУ} - \text{отм. пола галереи})$ – напор над расчетным сечением, отметка пола цементационной галереи - выше отметки подошвы на 3 м, принимаем отметку 390.00

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

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

Принимаем $a_{\text{дп}} = 3.0$ м.

6.10.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагают через 15м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей на отм.390.00, устраиваемых для цементирования основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 3,5м, высотой – 3м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций на отм.405.00 и 420.00 назначаем шириной – 1.5м, высотой – 2,5м.

6.10.7 Противофильтрационные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальную цементационную завесу и дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$L_1 = (0,05 \div 1) \cdot B, \quad (6.75)$$

где В – ширина подошвы плотины.

$$L_1 = 0,07 \cdot 37,8 = 2,65 \text{ м.}$$

Принимаем $L_1 = 4$ м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.76)$$

$$\text{где } H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{min} = 441 - 390,95 = 50,05 \text{ м,} \quad (6.77)$$

$\nabla \text{НБ}_{min}$ – отметка в НБ при $Q_{сан}$
 Принимаем:

$$h_{зав} = 0,65 \cdot 50,05 = 32,5 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав}. \quad (6.78)$$

Принимаем:

$$h_{др} = 0,55 \cdot 32,5 = 18 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2м, с шагом 2м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{кр}}, \quad (6.79)$$

где ΔH – потери напора, $\Delta H = H_d - H_{as} = 50,05 - 20,02 = 30,03 \text{ м.}$ (6.80)

$$\delta_{зав} = \frac{30,03 \cdot 1,25}{15} = 2,5 \text{ м.}$$

Расстояние L_2 от оси цементационной завесы до оси дренажа принимается конструктивно, $L_2 = 7 \text{ м.}$

6.11 Статические расчеты плотины

6.11.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

6.11.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения плотины и быка определена в программе AutoCad:

$$S_{пл} = 1116,7 \text{ м}^2, S_6 = 1528 \text{ м}^2$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1116,7 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12+3} = 21033,27 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.81)$$

Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1528 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12+3} = 7195,05 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.82)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.83)$$

где f – площадь затвора: $f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (442,00 - 433,00 + 0,5) \cdot 12 = 114 \text{ м}^2$. $\quad (6.84)$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 114 \cdot \sqrt{114} \cdot 9,81 = 656,73 \text{ кН},$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{656,73}{12+3} = 43,78 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.85)$$

6.11.3 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны ВБ:

$$T_B = \frac{g \cdot H_B^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 54^2 \cdot 1000}{2} = 14302,98 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.86)$$

где $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 441,00 - 387,00 = 54 \text{ м}$. $\quad (6.87)$

Со стороны НБ:

$$T_H = \frac{g \cdot H_H^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 3,95^2 \cdot 1000}{2} = 76,53 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.88)$$

где $H_H = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{подошвы} = 390,95 - 387,00 = 3,95 \text{ м}$ $\quad (6.89)$

6.11.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взб}} = \rho_w \cdot g \cdot B \cdot (\nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{подошвы}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 37,8 \cdot (390,95 - 387) = \frac{1461,81 \text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.90)$$

6.11.5 Волновое воздействие

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_b \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,98 \cdot \left(\frac{8,43}{3,14} + \frac{0,36}{2} \right) = 13,77 \text{ кН}, \quad (6.91)$$

где h_0 по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 0,98^2}{8,43} = 0,36 \text{ м}. \quad (6.92)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{8,43}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,98 = 0,97 \text{ м}. \quad (6.93)$$

6.11.6 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления для скальных оснований строится в соответствии с указаниями СНиП [6].

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 441,00 - 390,95 = 50,05 \text{ м}, \quad (6.94)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 50,05 = 20,02 \text{ м}, \quad (6.95)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 50,05 = 10,01 \text{ м}. \quad (6.96)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 379,4 = 3721,9 \text{ кН}. \quad (6.97)$$

6.11.7 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань по формуле:

$$P_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_h}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,71 \text{ кПа}, \quad (6.98)$$

где γ_h – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_h = 10 \text{ кН/м}^3$,
 h_h – толщина слоя наносов, $h_h = 3 \text{ м}$,
 φ_h – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_h = 20^\circ$.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{H}} = \frac{P_{\text{H}} h_{\text{H}}}{2} = \frac{14,71 \cdot 3}{2} = 22,07 \text{ кН.} \quad (6.99)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом.

В точке, на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему. Грунт обладает сцеплением, что уменьшает боковое давление грунта на сооружение на величину P_c .

$$P_c = 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{\text{rp}}}{2} \right) = 2 \cdot 150 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = 151,21 \text{ кПа,} \quad (6.100)$$

$$P_{\text{grp}'} = \gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{rp}}}{2} \right) - P_c = 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 151,21 = -143,59 \text{ кПа,} \quad (6.101)$$

$$P_{\text{grp}''} = (\gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} + \gamma_{\text{grp}}^{\text{B3}} \cdot h_{\text{rp}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{rp}}}{2} \right) - P_c = (10 \cdot 3 + 16,27 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 151,21 = -111,49 \text{ кПа,} \quad (6.102)$$

где $\gamma_{\text{grp}}^{\text{B3}}$ вычисляется по формуле:

$$\gamma_{\text{grp}}^{\text{B3}} = \gamma_{\text{rp}} - (1 - n_0) P_w \cdot g = 26 - (1 - 0,11) \cdot 1000 \cdot 9,81 = 16,27 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (4.103)$$

где c – сцепление грунта, равное 150 кПа.

γ_{rp} – удельный вес сухого грунта, принимаем $26 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,11$

$h_{\text{rp}} = 3 \text{ м}$ – толщина слоя грунта.

Численное значение равнодействующей активного давления грунта на 1 п.м. длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_{\text{акт}} = S_{\text{эп}} = \left(\frac{P_{\text{grp}'} + P_{\text{grp}''}}{2} \right) h_{\text{rp}} = \left(\frac{-143,59 - 111,49}{2} \right) 3 = -382,62 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.104)$$

Так как полученное значение в формуле выше отрицательное, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны НБ отсутствует.

6.12 Оценка прочности плотины

6.12.1 Расчет прочности плотины

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

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

Исходя из практических соображений, в расчете плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие со знаком «+».

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

В графическом виде нагрузки представлены на рисунке Д.1 в приложении Д.

Основные нагрузки на плотину сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, Кн·м
T_B	1	→	14302,98	18	257453,64
T_H	1	←	76,53	-1,32	-101,02
$G_{пл}$	0,95	↓	19981,61	-5,78	-115493,7
G_b	0,95	↓	6835,3	-6,43	-43950,94
Q_3	0,9	↓	39,40	-14,47	-579,15
$W_{взв}$	1	↑	1461,81	0	0
W_Φ	1	↑	3721,9	9,25	34427,58
E_H	1,2	→	26,48	4	105,94
$W_{волн}$	1	→	13,77	53,03	730,22
			$\Sigma \downarrow \uparrow = 21672,6$		$\Sigma M = 132601,58$

Расчет краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{21672,6}{37,8} + \frac{6 \cdot 132601,58}{37,8^2} = -16,52 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (6.105)$$

где N - сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - p_w \cdot g \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -16,52 \cdot 0 - 1000 \cdot 9,81 \cdot 54 \cdot (1 - 0) = -529,74 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (6.106)$$

где H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа:

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 441 - 387 = 54 \text{ м} \quad (6.107)$$

$$m_t = \operatorname{tg} \alpha_1, \quad (6.108)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальная, то $\operatorname{tg} \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) m_u = 0. \quad (6.109)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + p_w \cdot g \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -16,52 \cdot (1 + 0) + 1000 \cdot 9,81 \cdot 54 \cdot 0 = -16,52 \text{ кН/м}^2. \quad (6.110)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -p_w \cdot g \cdot H_d^u = -1000 \cdot 9,81 \cdot 54 = -529,74 \text{ кН/м}^2. \quad (6.111)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{21672,59}{37,8} - \frac{6 \cdot 132601,58}{37,8^2} = -1130,17 \text{ кН/м}^2 \quad (6.112)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1130,17 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 3,95 \cdot (1 - 0,7^2) = -573,55 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (6.113)$$

где H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ:

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под} = 390,95 - 387,00 = 3,95 \text{ м} \quad (6.114)$$

$$m_t = \operatorname{tg} \alpha_2 = 0,7, \quad (6.115)$$

где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 3,95 - 1130,17) \cdot 0,7 = 763,0 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \quad (6.116)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1130,17 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 3,95 \cdot 0,7^2 = -1664,97 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (6.117)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 3,95 = -38,75 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \quad (6.118)$$

В графическом виде нагрузки представлены на рисунке E.1 в приложении Е.

Полученные данные представлены в таблице 6.3

Таблица 6.3 – Расчет напряжений со стороны верхнего и нижнего бьефов

Со стороны ВБ	Значение, кН/м ²	Со стороны НБ	Значение, кН/м ²
σ_y^u	-16,52	σ_y^t	-1130,17
σ_x^u	-529,74	σ_x^t	-573,55
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	763,0
σ_1^u	-16,52	σ_1^t	-38,75
σ_3^u	-529,74	σ_3^t	-1664,97

6.12.2 Критерий прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.119)$$

$$-16,52 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} < 0.$$

2) На верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.120)$$

$$16,52 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 54 = 132,43 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}.$$

3) Прочность на сжатие:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.121)$$

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

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок;

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

R_b – расчетное сопротивление бетона на сжатие, исходя из класса бетона В10, принимаем $R_b = 7500 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$.

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1664,97| \leq 0,9 \cdot 7500,$$

$$2081,21 \leq 6750.$$

6.12.3 Расчет устойчивости плотины

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.122)$$

$$R = (G_{\text{пл}} + G_6 - W_{\text{взв}} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan\varphi + c \cdot \omega = (19981,61 + 6835,29 - 1461,81 - 3721,9 + 39,40) \cdot 0,74 + 150 \cdot 37,8 = 21707,72 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.123)$$

где $\varphi = 36,5^0$ – угол внутреннего трения для грунта основания;

$c = 150 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$ – сцепление грунта основания;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м.:

$$\omega = B_n \cdot 1 = 37,8 \text{ м}^2, \quad (6.124)$$

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{h}} + W_{\text{вол}} + E_{\text{h}} = 14302,98 - 76,53 + 13,77 + 26,48 = 14267 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.125)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{21707,72 \cdot 0,9}{14267 \cdot 1} = 1,37,$$

$$1,37 \geq 1,25.$$

Анализируя рассчитанные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности, а также является экономичным. Запас по надежности плотины обеспечивает ее устойчивость.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда

7.1 Пожарная безопасность

Основным документом, который определяет действия персонала при возникновении пожара, взаимодействие с прибывающими пожарными подразделениями, условия введения сил и средств на тушение пожара с учетом требований безопасности является план пожаротушения. Основные положения плана пожаротушения должны доводиться до работников во время занятий по пожарно-техническому минимуму и периодических инструктажей.

ответственность за нарушение требований пожарной безопасности несут:

- лица, уполномоченные владеть, пользоваться или распоряжаться имуществом в том числе руководители организаций (гидрогенерирующих компаний, эксплуатирующих организаций);
- лица, в установленном порядке назначенные ответственными за обеспечение пожарной безопасности;
- должностные лица в пределах их компетенции.

Руководители эксплуатирующей организации обязаны:

- соблюдать требования пожарной безопасности, а также выполнять предписания, постановления и иные законные требования должностных лиц пожарной охраны;
- разрабатывать и осуществлять меры по обеспечению пожарной безопасности;
- проводить противопожарную пропаганду, а также обучать своих работников мерам пожарной безопасности;
- содержать в исправном состоянии системы и средства противопожарной защиты, включая первичные средства тушения пожаров, не допускать их использования не по назначению;
- оказывать содействие пожарной охране при тушении пожаров, установлении причин и условий их возникновения и развития, а также при выявлении лиц, виновных в нарушении требований пожарной безопасности и возникновении пожаров;
- предоставлять в установленном порядке при тушении пожаров на территориях гидроэлектростанций необходимые силы и средства;
- незамедлительно сообщать в пожарную охрану о возникших пожарах, неисправностях имеющихся систем и средств противопожарной защиты, об изменении состояния дорог и проездов;

На каждой гидроэлектростанции должна быть разработана следующая документация по пожарной безопасности:

- общая инструкция о мерах пожарной безопасности на гидроэлектростанции;
- инструкции по пожарной безопасности для производственных участков, лабораторий, мастерских, складов, других помещений и сооружений;
- инструкция по обслуживанию установок пожаротушения;

- инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации;
- план пожаротушения;
- планы и графики проведения противопожарных тренировок, обучения и проверки знаний персонала, технического надзора за системами пожарной защиты.

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

Все работники гидроэлектростанции, а также лица, принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственное обучение (практику), должны допускаться к работе только после прохождения вводного противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке, установленном руководителем.

Для каждого производственного участка, административных помещений и других объектов должны быть разработаны конкретные инструкции о мерах пожарной безопасности, которые вывешиваются на видном месте. Инструкции должны периодически пересматриваться на основании анализа противопожарного состояния объекта, изменений требований технических регламентов и стандартов, предписаний органов государственного пожарного надзора, но не реже одного раза в 3 года.

7.2 Охрана труда

Основными задачами работы в области охраны труда при эксплуатации оборудования и сооружений гидроэлектростанций является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

В генерирующих компаниях руководство и ответственность за организацию работы по охране труда на входящих в состав компаний гидроэлектростанциях возлагаются на руководителя и технического руководителя компании, на руководителей структурных подразделений (филиалов) компании.

На руководителей эксплуатирующих организаций возлагается персональная ответственность и общее руководство, на технических руководителей - организация работы по охране труда с целью обеспечения безопасных условий.

Надзор за соблюдением правил по охране труда (правил безопасности) и производственной санитарии генерирующими компаниями, эксплуатирующими организациями и персоналом гидроэлектростанций осуществляют органы государственного контроля, уполномоченные в соответствующих областях деятельности. Общественный контроль за состоянием охраны труда осуществляется профсоюзными органами.

На гидроэлектростанциях организацию работы по охране труда должны осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица в соответствии со своими должностными инструкциями обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль за выполнением правил безопасности.

При эксплуатации на гидроэлектростанции электроустановок всех напряжений персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием этих установок, проводящие в них оперативные переключения, организующие и выполняющие строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, СТО ГЭС (местных инструкций).

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

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

- Оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- Выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- Допуск к работе;
- Надзор во время работы;
- Оформление перерыва в работе, перевод на другое место, окончания работы

7.3 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Чинетской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварии на ГЭС, в особенности прорыв напорного фронта, могут быть катастрофическими для региона.

В соответствии с федеральным законом от 21 июля 1997 года N 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений», обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

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

8 Охрана окружающей среды

8.1 Общие сведения о районе строительства

Основными источниками загрязнения реки Иня в рассматриваемом створе являются различного рода удобрения, использующиеся в сельском хозяйстве. Данные вещества всегда попадают в близлежащие водотоки, это происходит даже при соблюдении технологий внесения удобрений посредством дождевых, талых и грунтовых вод. В результате нельзя разводить промысловые виды рыб по соседству с химически обрабатываемыми полями.

Водные биологические ресурсы реки Иня на участке строительства Чинетской ГЭС представлены следующими видами: хариус, ленок, пескарь, щука, плотва и т.д. 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 Иня на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Иня необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Растительный покров в районе створа: склоны гор покрыты пихтовыми и осиново-пихтовыми высокотравными лесами с участием в травяном покрове неморального широкотравья и хорошо выраженным подлеском. В подлеске осиново-пихтовых лесов господствуют черемуха, таволга средняя, рябина, малина, смородина колосистая и черная. На границе с субальпийским поясом развиты кедровые редколесья. Они представляют собой отдельные группы деревьев, перемежающиеся участками субальпийских лугов. В долинах рек, по сухим склонам присутствуют степные кустарниковые формации; в прирусовой части развиты долинные остепненные разнотравно-злаковые луга.

В районе площадки строительства Чинетского ГУ обитает: марал, лось, медведь, рысь, из куньих это, прежде всего, соболь, из грызунов – обыкновенная белка, заяц-беляк, азиатский бурундук, а также такие эвритопные виды, как горностай, колонок, лисица, волк. Из мелких млекопитающих в лесных участках, перелесках с кустарниками доминируют обыкновенная и красная полевки, лесная мышь, есть восточноазиатская мышь, узкочерепная, красно-серая и темная полевки. В лесных березово-лиственничных низкогорьях гнездятся черный коршун, обыкновенный канюк, перепелятник, обыкновенная пустельга, чеглок, ворон, длиннохвостая неясыть, ушастая сова, обыкновенная и глухая кукушки, большая горлица, клинтух, вертишечка, дятлы – желна, седой, пестрый, белоспинный и малый.

Из ресурсных видов особое значение имеет сохранение косули, лося, до некоторой степени марала, бобра, американской норки, тетерева, серой куропатки.

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

8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Чинетского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь 120 000 м³;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Ини в нижнем бьефе Чинетского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

Рыбоохраные мероприятия:

- расчет возможного ущерба рыбному хозяйству от создания водохранилища;
- выбор видов рыб для формирования промысловых стад, исходя из природных особенностей будущего водохранилища и его кормности;
- мероприятия по обеспечению естественного воспроизводства ценных промысловых рыб в водохранилище;

- капитальные затраты и экономическую эффективность рыбохозяйственных мероприятий.

8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Водохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования» (далее – стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12. 2002 № 184 – ФЗ «О техническом регулировании», в соответствии с которыми должны быть выполнены:

- санитарно-техническое задание на проектирование санитарных мероприятий в зоне водохранилищ;
- материалы санитарно-технического обследования района расположения водохранилища, нижнего бьефа и зоны его влияния;
- прогнозы формирования санитарно-гигиенической, паразитологической обстановки, включая ожидаемое изменение выплода гнуса в связи с образованием мелководных затоплений на водохранилище;
- прогноз качества воды после создания водохранилища. Работы по проектированию санитарной подготовки водохранилищ должны предусматривать следующие мероприятия:
 - организацию полигонов по захоронению отходов, образующихся при санитарной очистке;
 - очистка территории застройки (после выноса строений населенных пунктов) от строительного мусора и других органических и неорганических загрязнений;
 - санитарная обработка мест массивного и специфического загрязнения;
 - подготовка зон санитарной охраны для существующих и вновь сооружаемых водозаборов;
 - очистка от древесной и кустарниковой растительности;

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные:
 - 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
 - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
 - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
 - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
 - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

- 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду; 1.8
Организация и проведение производственного экологического контроля.
- 2 Санитарно-технические:
- 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
- 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
- 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание; 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

8.4 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:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{523143 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 23541 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где N- объем бетонных работ, м³ (523143 м³)

q- удельный норматив образования, % (q =1,8%)

ρ- плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³)

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

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{80 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,6 \text{ т} \quad (8.2)$$

где N- количество арматуры, т (80 т);

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

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$).

Таким образом в результате строительства будет образовано 23541 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,6 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.

8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

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

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

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

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

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

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселка Чинета, в пределах промплощадок объектов Чинетской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

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

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

9 Технико-экономическое обоснование

9.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации приведена в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	306	339	339	339	339
Число часов использования установленной мощности	Часы	6737	6737	6737	6737	6737
Выработка электроэнергии	МВт*ч	2035458	2220500	2220500	2220500	2220500
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	20355	22205	22205	22205	22205
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	2015103	2198295	2198295	2198295	2198295
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	2303,3	2583	2651,1	2714,9	2774,2
НДС к выручке	млн.руб	383,9	430,5	441,9	452,5	462,3

Анализируя таблицу можно сделать вывод, что выручка от реализации электроэнергии зависит от установленной мощности и тарифа на электроэнергию.

Динамика выручки от реализации представлена на рисунке 9.1.

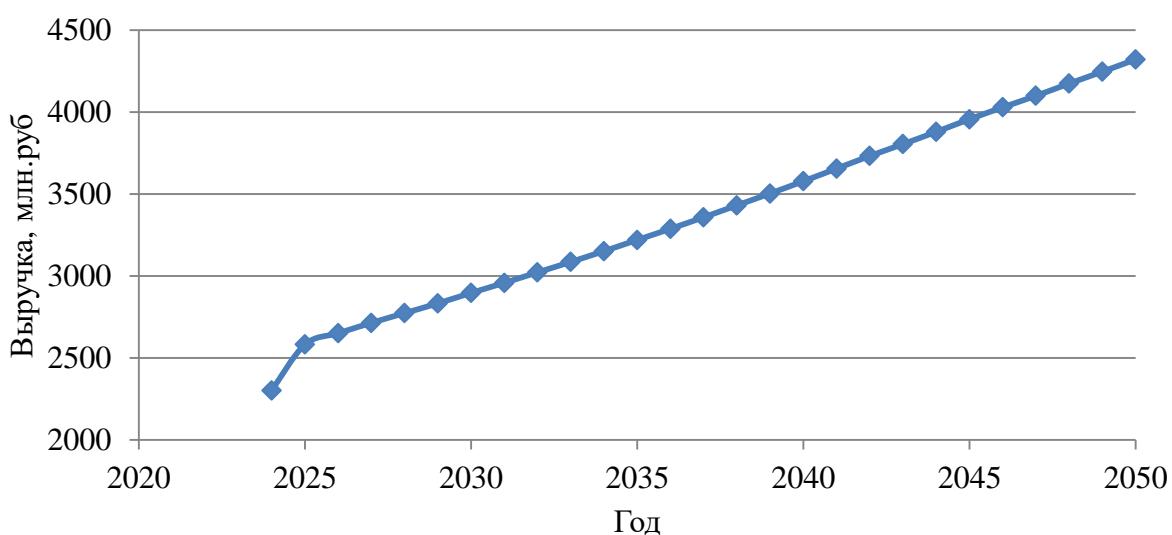


Рисунок 9.1 – График динамики выручки от продажи электроэнергии, млн. руб.

9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017-2042гг. (приказ «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9) с учетом реализованной электроэнергии.

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

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

- налог на воду.

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

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств 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 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	85,2
Прочие	274	91,5
Итого по ГЭС	-	176,7

Из таблицы 9.2 видно, что доля прочих расходов и затрат на оплату труда сопоставима

Удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт в процентах

Установленная мощность, МВт	Этапы жизненного цикла проекта, лет			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 100 МВт до 399 МВт	0,06%	0,09%	0,14%	0,20%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	45,2
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт · ч	3,17
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/Мвт · ч	0,92
Итого		49,3

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	39,6	74,5	117,5	117,5	117,5
Расходы на страхование, млн.руб.	30,2	59,6	88,5	87,4	86,2
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	162	176,7	176,7	176,7	176,7
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,9	3,7	8,3	8,2	8,1
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	45,2	49,3	49,3	49,3	49,3
Налог на воду, млн.руб.	11,5	13,9	13,9	13,9	13,9
Итого, млн.руб.	290,4	377,7	453,9	452,9	451,7

Анализируя таблицу можно увидеть, что текущие затраты по гидроузлу зависят в основном от амортизационных отчислений, расходов на страхование, эксплуатационных затрат и расходов на услуги регулирующих компаний.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 9.2.



Рисунок 9.2 – Структура текущих затрат по гидроузлу в процентах

На диаграмме видно, наибольшими являются эксплуатационные затраты, потому что на ГЭС используется большое количество дорогостоящего оборудования, которое требует постоянный контроль и обслуживание.

9.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт^{*ч} – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	537,9	552,5	566,8	583,7	601,6
НДС, млн.руб.	639,8	653,8	667,7	681,9	696,1
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Налог на имущество, млн.руб.	195,7	193,1	190,6	187,9	185,4
Итого, млн.руб.	1401,5	1427,8	1453,2	1481,7	1511,3

Исходя из вышеуказанных данных (таблица 1.6) можно сделать вывод о том, что рост налоговых расходов происходит за счёт увеличения НДС и налога на прибыль.

Для большей наглядности налоговые расходы представлены в виде диаграммы на рисунке 9.3.

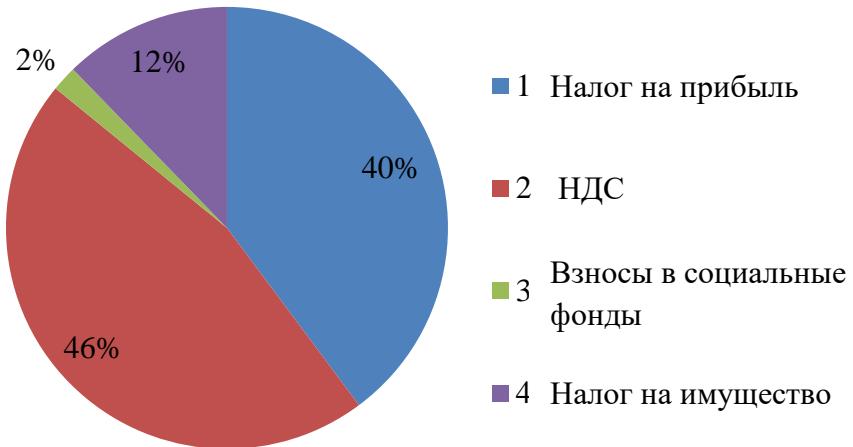


Рисунок 9.3 – Структура налогов в процентах

По диаграмме видно, что большую часть налоговых расходов занимает налог на добавленную стоимость (НДС) и налог на прибыль.

9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7. Изменение суммы прибыли по проекту представлено на рисунке 9.4. Анализ денежных потоков приведен на рисунке 9.5.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	2994,4	3066	3138,2	3204,5	3275,7
Текущие расходы, млн.руб.	453,7	452,9	451,7	450,5	449,2
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	3593,3	3679,2	3765,8	3845,4	3930,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	718,7	735,8	753,2	769,1	786,2
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	2874,7	2943,4	3012,7	3076,4	3144,7
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

На протяжении всей жизни проекта наблюдается практически линейный рост чистой прибыли.

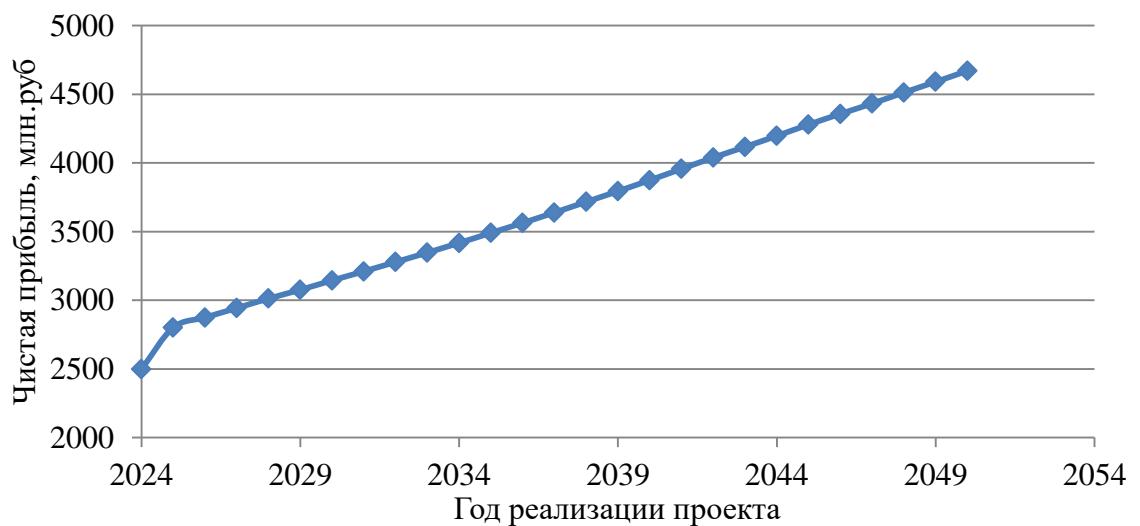


Рисунок 9.4 – Изменение суммы прибыли по проекту, млн. руб.

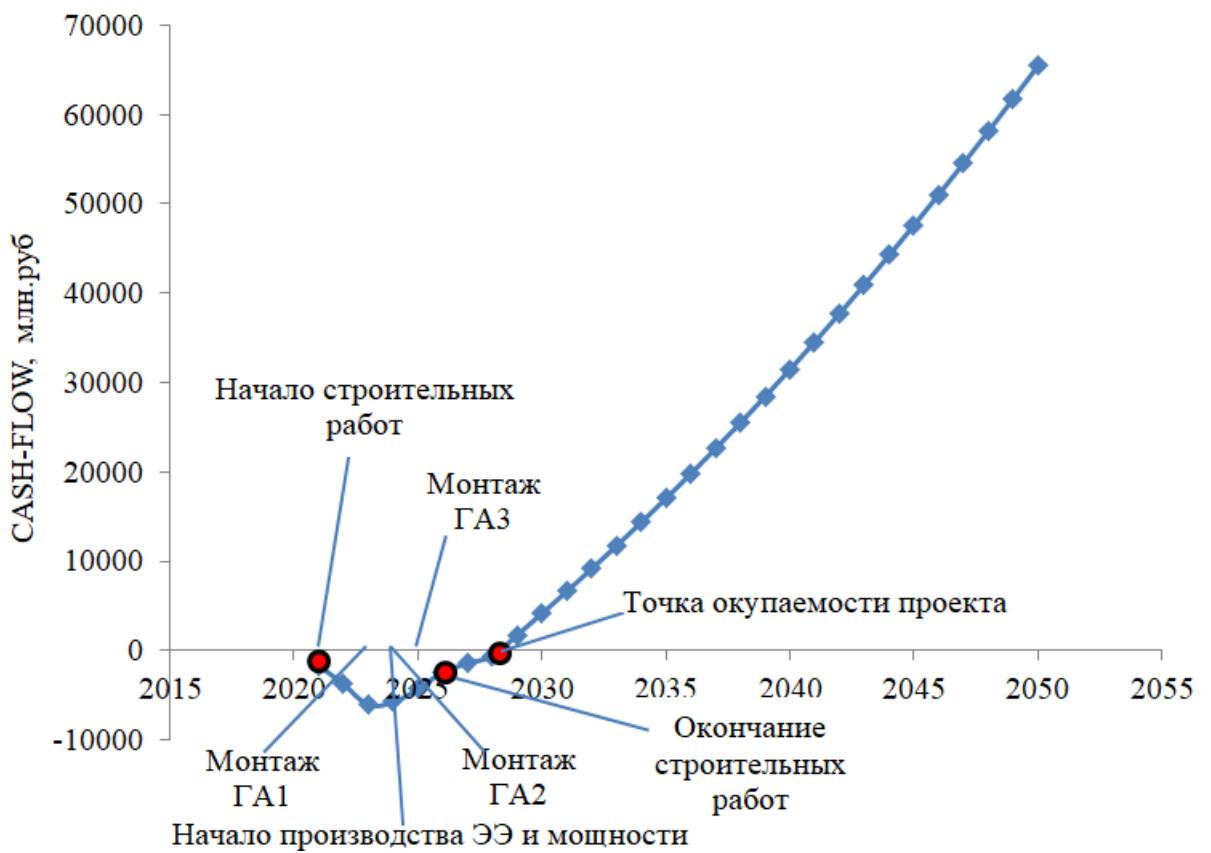


Рисунок 9.5 – Анализ денежных потоков, млн.руб.

Из графика видно, что вначале проект убыточный, так как на строительство, оборудование, и зарплаты необходимы денежные средства, но прибыли еще нет.

После того как началось производство электроэнергии и мощности, проект начинает приносить прибыль и покрывать предыдущие затраты. Проект окупится в 2029 году, т.е. через 8 лет после начала строительства.

9.5 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 2017-2042гг.»)

9.6 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042гг.»

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Чинетской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Чинетской ГЭС на реке Иня»

Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - DPB, мес	97
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	6440
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,81
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	18,75
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0.15
Удельные капиталовложения, руб/Квт	135509

Проект окупается за срок в 97 месяцев, следовательно, он окупится задолго до окончания срока данного проекта, который составляет 30 лет. Индекс прибыльности составляет 1,81- это говорит о том, что ГЭС является достаточно прибыльной и перспективной.

9.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2028	2029	2030	2031	2032
В федеральный бюджет, млн.Рублей	1167,7	1219,7	1248,5	1276,5	1307,6
В региональный бюджет, млн.Рублей	198,3	195,7	193,1	190,5	187,9
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	1365,9	1415,4	1441,6	1467,1	1495,5

Из таблицы 9.9 видно, что большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, потому что она формируется из налога на имущество.

9.9 Анализ чувствительности

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

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

- а) Ставки налогов;
- б) Цены сбыта;
- в) Ставки дисконтирования;

Анализ изменения PI по следующим параметрам: ставке налогов, цене сбыта в диапазоне от -10 до 10%. Полученные результаты анализа чувствительности представлены на рисунках 9.6 – 9.8.

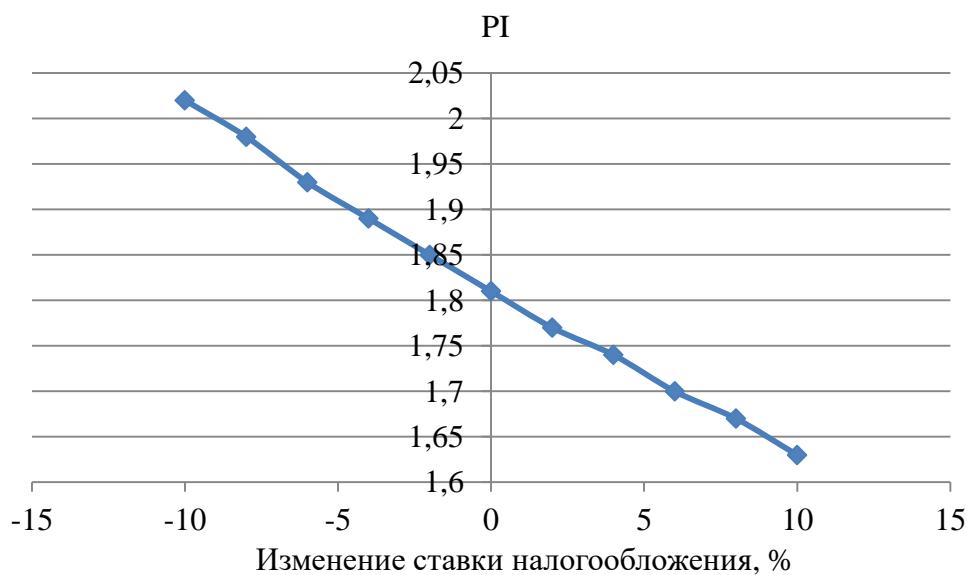


Рисунок 9.6 – Изменение величины PI от ставки налогообложения

Из рисунка 9.6 видно, что при снижении ставки налогообложения происходит увеличение прибыльности проекта, т.к. убыль денежных средств снижается. При увеличении ставки налогообложения происходит убыль средств и как следствие снижение прибыли, которое приводит к уменьшению индекса прибыльности.

Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения цены сбыта, представлено на рисунке 9.7

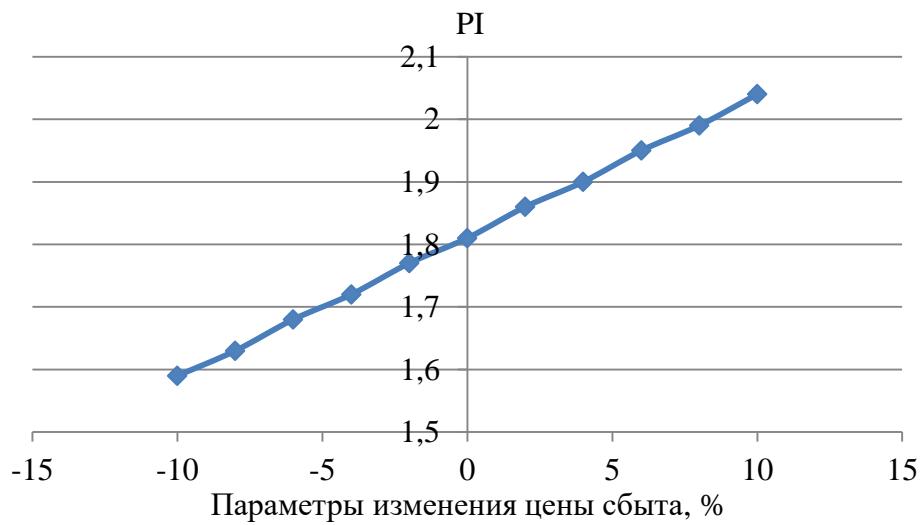


Рисунок 9.7 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения цены сбыта электроэнергии

Из рисунка 9.7 видно, что при снижении цены сбыта, происходит снижение прибыльности проекта, т.к. увеличение средств за счет продажи электроэнергии и мощности снижается. При увеличении цены сбыта происходит увеличение прибыли от продажи электроэнергии а, следовательно, растет получаемая прибыль, которая приводит к увеличению индекса прибыльности.

Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки дисконтирования, представлено на рисунке 9.8

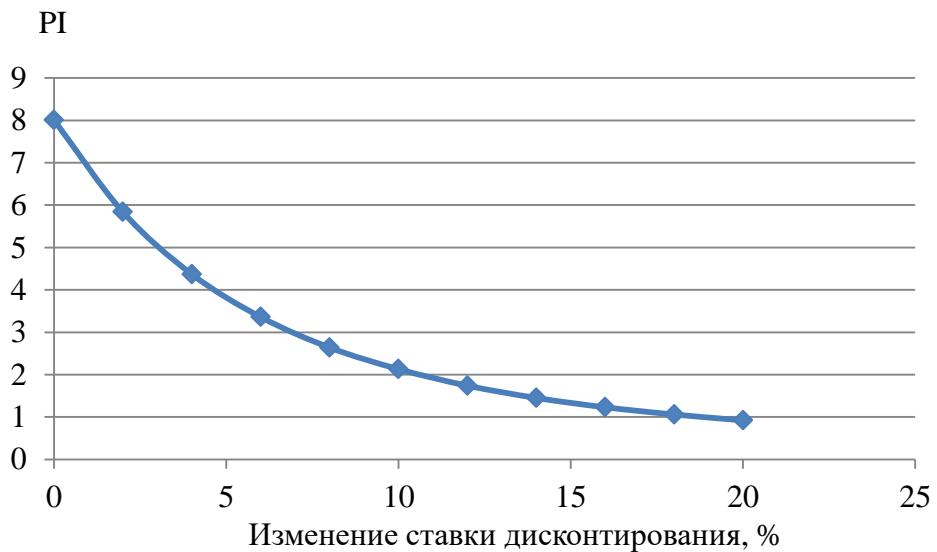


Рисунок 9.8 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из рисунка 9.8 видно, что при увеличении ставки дисконтирования происходит уменьшение количества средств, поступающих от продажи электроэнергии.

10 Наведённое напряжение и защита от него

Наведённое напряжение – это напряжение больше 25 В возникающее на отключенном проводнике при его нахождении в зоне действия электромагнитного поля другого проводника который включен.

Наведенное напряжение состоит из двух составляющих:

- электростатическая $U_{\text{стат}}$;
- электромагнитная $U_{\text{магн}}$.

И представляет собой сумму электростатической и электромагнитной составляющих:

$$U_{\text{навед}} = U_{\text{стат}} + U_{\text{магн}}. \quad (10.1)$$

Распределение статической и магнитной составляющей наведенного напряжения на ВЛ показано на рисунке 10.1.

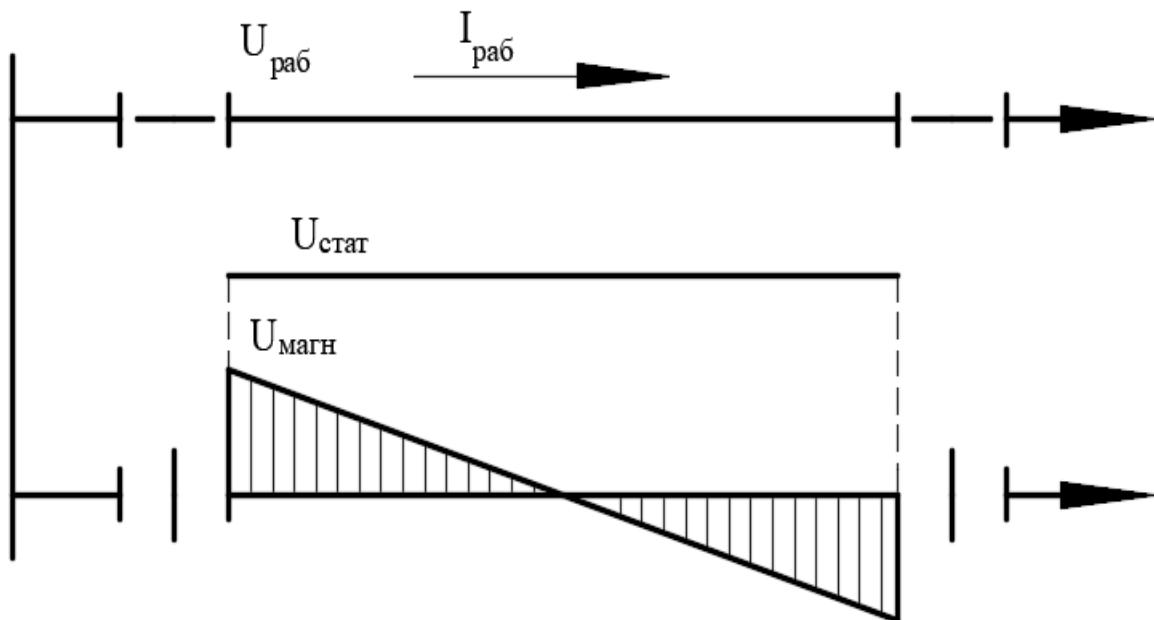


Рисунок 10.1 – Распределение статической и магнитной составляющей наведенного напряжения на ВЛ

Рассмотрим природу каждой составляющей по отдельности.

Электростатическая составляющая наведенного напряжения на проводах отключенной ВЛ обусловлена воздействием на эти провода электрического поля соседней, находящейся в работе линии.

Выражение этой составляющей описывается выражением:

$$U_{\text{стат}} = kU_{\text{раб}}, \quad (10.2)$$

где k - коэффициент емкостной связи линий — величина постоянная для данных ВЛ при сохранении существующих параметров и условий по трассе в каждом конкретном отрезке времени измерений (например, для ВЛ 110 кВ коэффициент K может колебаться в пределах от 0,13 До 0,18);
 $U_{\text{раб}}$ – рабочее (фазное) напряжение влияющей линии.

Как видим, выражение статического напряжения $U_{\text{стат}}$ не содержит в себе переменных величин и, следовательно, в графическом виде представляет собой прямую, параллельную оси абсцисс — горизонтальную линию (см. рисунок. 1).

Таким образом, статическая составляющая наведенного напряжения на отключенном проводе зависит только от рабочего напряжения влияющей линии и не зависит ни от значения, протекающего по ней тока, ни от протяженности отключенного провода и сохраняется одинаковой по всей длине отключенной ВЛ.

Заземление линии в любом месте (включение заземляющих ножей или установка переносного заземления) приводит к переносу на заземленный провод потенциала земли, и статическая составляющая напряжения на нем снижается до потенциала «земли» (т.е. до нуля) по всей длине провода.

Распределение $U_{\text{магн}}$ по ВЛ при заземлении показано на рисунке 10.2.

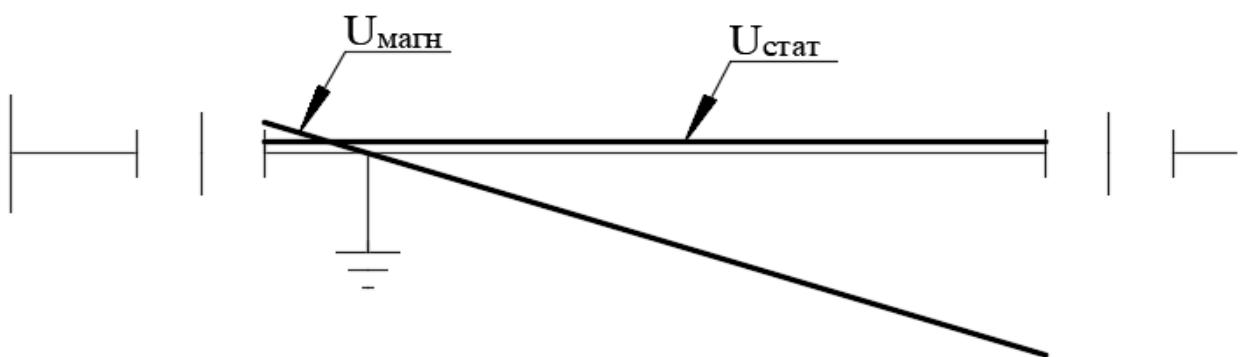


Рисунок 10.2 – Распределение $U_{\text{магн}}$ по ВЛ при заземлении

На рисунке 10.2 видим, что электромагнитная составляющая при этом никуда «не ушла и даже не уменьшилась — она просто переместились параллельно самой себе относительно эпюры на рисунке 1 и прошла через место установки заземления, т. е. в этой точке (в месте установки заземления) значения и статической, и электромагнитной составляющих наведенного напряжения принимают потенциал земли — ноль.

Таким образом, опасность воздействия статической составляющей наведенного напряжения полностью устраняется при заземлении отключенной ВЛ в соответствии с общими требованиями Правил и меры защиты от нее полностью вписываются в стандартные установки электробезопасности. Поэтому в дальнейшем рассмотрение физики проявления электростатической составляющей можно исключить, а остановиться на анализе физики и характера проявления электромагнитной составляющей.

Электромагнитная составляющая наведенного напряжения. Прохождение электрического тока по проводам влияющей ВЛ порождает вокруг них

электромагнитное поле. Магнитные силовые линии этого поля, пересекая провода отключенной ВЛ, обуславливают возникновение на них электродвижущей силы (ЭДС) взаимоиндукции Е (продольной ЭДС).

Действующее значение продольной ЭДС, наведенной электромагнитным полем, определяется по выражению.

$$E = M \cdot L \cdot I, \quad (10.3)$$

где М – взаимная индуктивность между рабочим и отключенным проводами;

Л – длина подверженного влиянию (отключенного) участка провода, км;

I – ток влияющей линии.

Напряжение относительно земли в точке х будет равно:

$$U = -\frac{E \cdot x}{L} + \frac{E}{2}. \quad (10.4)$$

где х – расстояние от начала линии до точки х.

Коэффициент индуктивной связи М для каждого конкретного коридора линий в определенном интервале времени практически не меняется и является величиной постоянной.

Таким образом, наведенная ЭДС Е на каждом участке линии зависит только от значения рабочего тока влияющей линии I и длины участка параллельного следования ВЛ L и не зависит от уровня рабочих напряжений каждой из линий.

Угол наклона α прямой $U_{\text{магн}}$ можно определить по соотношению:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{E}{L} = \frac{M \cdot L \cdot I}{L} = M \cdot I \quad (10.5)$$

Отсюда $\alpha = \operatorname{arctg} \alpha = \operatorname{arctg} M \cdot I$, т.е. угол наклона прямой определяется только током нагрузки влияющей линии — чем больше значение тока во влияющей линии I, тем больше крутизна эпюры наведенного напряжения.

По сути, $\operatorname{tg} \alpha$ представляет собой ЭДС на единицу длины провода, В/км:

$$E_0 = \frac{E}{L} = M \cdot I \quad (10.6)$$

Рассмотрим ряд примеров распределения электромагнитной составляющей наведенного напряжения на отключенной ВЛ в зависимости от числа и мест установки защитных заземлений на линии без разделения ее на участки.

Нулевая точка эпюры электромагнитной составляющей наведенного напряжения, как известно, проходит через место установки заземления,

следовательно, безопасность работающих людей в этой точке от поражения электрическим током обеспечена. Но обычно линии высокого и сверхвысокого напряжения выводят в ремонт, зачастую, только при накоплении серии дефектов и повреждений и на срок в пределах одного светового дня. Объем работ при этом, как правило, значителен и одной бригаде за разрешенное время выполнить его просто невозможно.

Допустим, в связи с этими обстоятельствами необходим допуск двух бригад на рабочие места N.1 и N.2 (рисунок 10.3).

Распределение $U_{магн}$ по ВЛ при заземлении в двух точках представлено на рисунке 10.3.

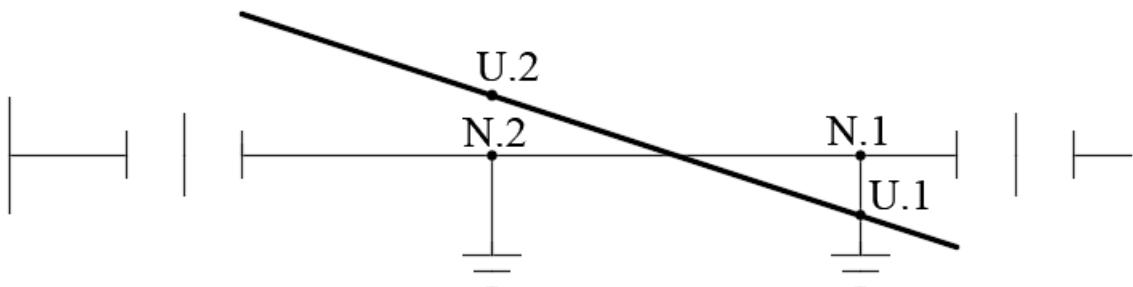


Рисунок 10.3 – Распределение $U_{магн}$ по ВЛ при заземлении в двух точках

Теперь на выведенном в ремонт участке ВЛ – уже два рабочих места и два защитных заземления, установленных на этих рабочих местах. Но точек нулевого потенциала в обоих местах заземления не будет. Она переместится, примерно, на середину участка между двумя точками на которых установлено заземление.

Из рисунка 10.3 видно, что в точках N.1 и N.2 (в местах установки заземления) есть напряжение и первая бригада и вторая бригада, мгновенно оказывается под этим напряжением. Каково его значение, нельзя утверждать однозначно. Но это напряжение с равной степенью вероятности может оказаться как в пределах допустимого, так и смертельно опасным.

Допустим, теперь на линию допускается еще одна (третья) бригада на рабочее место в N.3 (рисунок 10.4). Естественно, и эта бригада не станет работать, не установив заземления на рабочем месте.

Распределение $U_{магн}$ по ВЛ при заземлении в трех точках показано на рисунке 10.4.

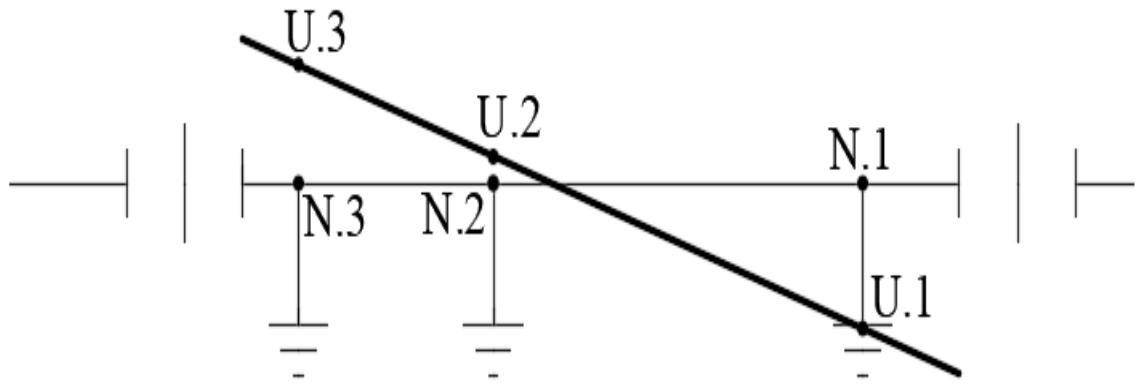


Рисунок 10.4 – Распределение $U_{\text{магн}}$ по ВЛ при заземлении в трех точках

На рисунке видим, что на рабочем месте первой бригады напряжение возросло.

На рабочем месте второй бригады напряжение снизилось, но не известно стало ли оно безопасным.

Третья бригада также оказывается под действием наведенного напряжения.

Вполне возможно, что в определенный отрезок времени значение напряжения на всех трех рабочих местах будет в допустимых пределах, но не исключена вероятность резкого увеличения тока влияющей линии. В результате, например короткого замыкания, ток в этом случае в несколько раз превышает рабочий ток нагрузки линии, следовательно, наведенное напряжение тоже увеличится и возрастет опасность поражения электрическим током (рисунок 10.5).

Распределение $U_{\text{магн}}$ по ВЛ при КЗ на соседней линии показано на рисунке 10.5.

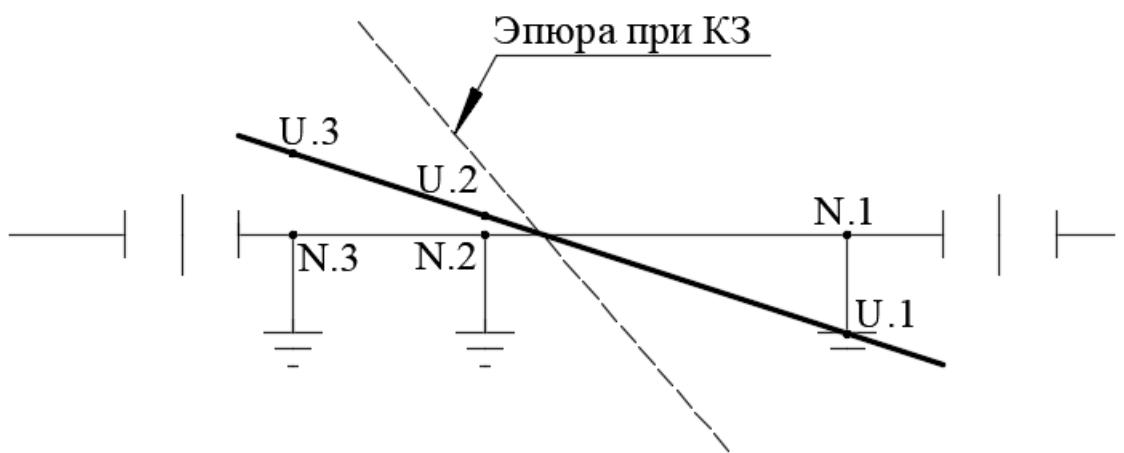


Рисунок 10.5 – Распределение $U_{\text{магн}}$ по ВЛ при КЗ на соседней линии

Рассмотрим два случая, в одном человек попадает под рабочее напряжение выше тысячи вольт, в другом под наведенное напряжение.

В первом случае человек еще до прикосновения с токоведущими частями электроустановки поражается электрическим током, т.к. пробивается воздушный промежуток и пострадавшего отбрасывает электрическим ударом,

при этом автоматически отключается электроустановка, что увеличивает шанс выживания.

При попадании же под наведенное напряжение человек успевает ухватиться руками за проводник, но отпустить его уже не может из-за судорожного сокращения мышц рук, никакие защиты не смогут почувствовать этого, потому что в линии, которая находится в работе ток не увеличится, и защиты не сработают. Это значит, что наведенное напряжение будет действовать на человека, пока не будут приняты меры по освобождению пострадавшего от его воздействия.

Человек, оказывающий помощь пострадавшему, должен помнить, что сам может попасть под действие наведенного напряжения, поэтому нужно использовать изолирующие средства. Для того чтобы освободить человека необходимо часть электроустановки, за которую держится пострадавший, соединить с землей, наиболее эффективным способом является наброс заземления. После того как воздействие наведенного напряжения прекратилось, пострадавший перестает судорожно сжимать проводник, и падает, при этом возможна механическая травма. Поэтому необходимо принять меры по предотвращению падения пострадавшего.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005. 114с.
2. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./ Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева- Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. М.: Энергоатомиздат, 1988 – 400с.
3. Постановление Правительства РФ от 2 ноября 2013 г. [Электронный ресурс]: // № 986 “О классификации гидротехнических сооружений”. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/499054996>.
4. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)» [Электронный ресурс]: Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. -.: Минрегион России, 2012.4. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200095522>
5. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
6. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные» [Электронный ресурс]: Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012. 1 – . Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200093819>
7. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» -. Режим доступа: <http://www.so-ups.ru/>.
8. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д.Л. Файбесович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314с.
9. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
10. Гидротехнические сооружения (речные): учебное: учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: ACB, 2011 – Ч.1. – 584 с.
11. Гидротехнические сооружения: учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: ACB, 2011. – Ч.2. – 536 с.
12. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
13. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.

14. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. [Электронный ресурс]: Условия создания. Нормы и требования, СТО 17330282.140.002 – 2008. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293834624.pdf>.
15. ОСТ 108.023.105-84 [Электронный ресурс]: Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые –. Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293806/4293806970.pdf>.
16. СТО 172300282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС [Электронный ресурс]: Условия создания, нормы и требования. Дата введения- 2008.07.30 ОАО РАО «ЕЭС России» -. Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/57/57970/index.htm>.
17. Гидроэлектростанции: Учеб. пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
18. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – дата введения 30.07.2012. ОАО «РусГидро». Москва. 2012.
19. Правила устройства электроустановок/Главэнергонадзор России. 7-е изд., перераб. и доп. — М.:Энергоатомиздат, 1998. — 608 с.
20. Стандарт организации ПАО «РусГидро». Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций / РАО «ЕЭС России». – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
21. Техническая политика ПАО «РусГидро» / РАО «ЕЭС России». – Москва, 2015.
22. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ / Москва, 2013.
23. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ / Москва, 2013.
24. Постановление правительства Российской Федерации №937. [Электронный ресурс]: Правила технологического функционирования электроэнергетических систем. / Москва, 2018. – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/reg937-130818.pdf>.
25. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств 35-750 кВ. Типовые решения / Москва, 2009.
26. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств 35-750 кВ. / Москва, 2010.
27. Национальный стандарт Российской Федерации. Оперативно-диспетчерское управление. диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования / Москва, 2015.

28. Стандарт организации ПАО РАО «ЕЭС России». Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования / Москва, 2008.

29. ООО «ПитерЭнергоМаш». [Электронный ресурс]: Элегазовые комплектные распределительные устройства 110 кВ, 220 кВ, 330 кВ. – Режим доступа: http://piterenergomash.ru/images/pdf/pechat/PEM_CRUE.pdf.

30. ООО «CuprAL Bridge» [Электронный ресурс]: Комплектное распределительное устройство с генераторным выключателем. – Режим доступа: <http://cpbr.ru/produkciya/gru>.

31. Минстрой России Письмо № 13606-ХМ/09 от 4 апреля 2018 г. [Электронный ресурс]: Индексы изменения сметной стоимости на 1 квартал 2018 год // Сметное дело. – Режим доступа: <https://smetnoedelo.ru/indeksy/indeksy-izmeneniya-smetnoy-stoimosti-na-1-kvartal-2018-god.html>.

32. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 [Электронный ресурс]: «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.» -. Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/b8a/PEREChEN-STANDARTOV-RusGidro-konvertirovan-konvertirovan.pdf>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Таблица А.1 – Гидрологический ряд реки Иня

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1947	290	257	246	2560	3080	1800	1130	1090	820	530	253	267	1027
1958	220	211	216	2100	2200	1710	1840	1220	760	637	421	259	983
1969	180	161	173	1710	3030	1970	1160	1000	780	791	411	264	969
1966	220	218	206	1710	2780	1610	1180	780	510	391	243	213	838
1938	220	211	201	2040	1950	1230	1230	1110	820	708	479	259	872
1973	220	197	201	2210	1990	1220	1240	850	570	459	288	222	806
1941	230	219	214	1480	2850	1390	930	850	650	591	322	247	831
1961	240	230	235	2510	1640	1250	990	1040	840	640	340	297	854
1937	240	212	206	1240	3000	1320	950	810	570	567	402	253	814
1960	200	193	196	1420	2220	1230	1270	1000	730	551	372	286	806
1970	220	205	221	2190	1700	1420	900	870	700	665	331	258	807
1957	210	183	188	1920	1710	1500	970	920	720	616	540	288	814
1936	190	176	172	1230	1880	1400	1410	840	710	502	333	254	758
1959	200	199	205	1970	1980	1140	930	740	570	419	254	219	736
1971	210	197	205	2110	1890	980	990	780	500	394	236	189	723
1954	190	186	180	1170	2140	1200	1420	800	710	486	371	253	759
1950	210	198	207	1280	2390	1460	800	740	590	459	215	219	731
1946	190	183	184	1670	2060	1120	870	930	700	740	457	306	784
1948	240	221	257	1930	2000	830	920	730	550	545	317	243	732
1975	180	172	178	1780	1540	1490	890	700	450	490	279	187	695
1952	190	180	179	1370	2110	1080	960	870	560	459	232	221	701
1935	210	194	195	1290	2460	740	1150	700	460	387	231	218	686
1942	250	219	214	1470	2110	830	980	950	560	646	357	291	740
1939	270	237	222	1840	1900	930	860	730	480	426	232	218	695
1949	240	223	203	1810	2080	800	830	720	560	483	229	233	701
1972	200	2000	2100	1900	1790	850	820	730	490	460	380	220	995
1979	210	197	208	1450	1930	1090	780	720	650	521	460	288	709
1977	200	183	193	1490	1700	920	910	780	640	585	396	214	684
1956	180	167	173	1780	1420	930	940	720	650	545	402	224	678
1978	200	197	215	1240	1550	1070	1050	760	520	446	306	208	647
1962	250	234	240	1580	1680	780	840	770	430	400	221	211	636
1976	190	162	176	950	1780	1030	930	930	560	650	291	216	655
1943	220	208	196	1740	1550	910	760	630	460	373	199	185	619
1964	230	181	185	1290	1990	740	730	670	470	379	244	210	610
1944	180	165	192	1700	1390	720	770	780	570	486	223	188	614
1965	200	191	199	1560	1520	850	760	660	630	545	307	258	640
1967	190	178	189	990	1360	850	920	1180	600	527	277	213	623
1968	180	169	319	1880	1000	850	900	630	440	385	224	210	599

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1980	220	195	207	1610	1460	770	680	680	540	432	305	251	613
1940	210	171	193	1400	1600	800	750	640	590	471	257	271	613
1934	200	179	183	1220	1730	850	700	670	600	622	284	223	622
1953	210	187	211	1050	1570	1070	830	600	420	378	221	194	578
1955	210	186	189	1610	1140	950	770	620	480	508	270	223	596
1963	200	193	278	1430	1180	930	870	620	510	450	491	270	619
1982	190	186	187	1250	1340	830	730	630	453	430	355	191	564
1951	190	184	174	710	1630	910	930	540	400	372	223	210	539
1974	190	172	188	1000	1320	1080	760	560	440	603	253	198	564
1933	200	186	180	1170	1130	910	780	690	500	440	193	204	549
1981	200	186	187	680	1270	710	700	470	410	373	258	209	471
1945	190	177	160	870	900	790	720	480	400	345	221	206	455

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Таблица Б.1 – Среднегодовые расходы в период межени и паводка

Годы	Qср. год	m	p	Год	Qср пол	Год	Ср. меж
1947	103	1	2	1947	193	1938	41
1958	98	2	4	1958	181	1961	40
1969	97	3	6	1969	177	1946	39
1938	87	4	8	1966	161	1969	39
1961	86	5	10	1938	151	1957	39
1966	84	6	12	1973	150	1958	39
1941	83	7	14	1941	150	1947	38
1937	81	8	16	1961	149	1970	37
1957	81	9	18	1937	146	1942	36
1960	81	10	20	1960	143	1979	36
1970	81	11	22	1970	142	1960	36
1973	80	12	24	1957	140	1941	35
1946	78	13	25	1936	135	1937	35
1936	76	14	27	1959	135	1977	34
1954	76	15	29	1971	135	1963	34
1942	74	16	31	1954	135	1954	34
1959	74	17	33	1950	133	1948	34
1948	73	18	35	1946	133	1956	33
1950	73	19	37	1948	128	1936	33
1971	72	20	39	1975	128	1965	33
1979	71	21	41	1952	128	1934	33
1939	70	22	43	1935	1268	1976	32
1949	70	23	45	1942	127	1967	31
1952	70	24	47	1939	125	1949	31
1972	69	25	49	1949	1248	1940	309
1935	68	26	51	1972	1218	1972	309
1956	68	27	53	1979	119	1973	31
1975	68	28	55	1977	116	1980	31
1977	68	29	57	1956	116	1950	30
1976	66	30	59	1978	113	1978	30
1978	65	31	61	1962	113	1939	30
1962	64	32	63	1976	112	1955	30
1965	64	33	65	1943	112	1959	30
1934	62	34	67	1964	108	1974	29
1963	62	35	69	1944	107	1952	29
1967	62	36	71	1965	107	1944	29
1940	61	37	73	1967	106	1966	29

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Годы	Qср. год	m	p	Год	Qср пол	Год	Ср. меж
1943	61	38	75	1968	105	1982	285
1944	61	39	76	1980	104	1962	28
1964	61	40	78	1940	104	1975	28
1980	61	41	80	1934	103	1971	28
1955	60	42	82	1953	102	1968	28
1968	60	43	84	1955	102	1933	27
1953	58	44	86	1963	101	1964	27
1974	56	45	88	1982	956	1935	271
1982	560	46	90	1951	944	1943	263
1933	55	47	92	1974	94	1981	26
1951	54	48	94	1933	94	1953	26
1981	47	49	96	1981	77	1951	25
1945	45	50	98	1945	75	1945	24

Продолжение приложения Б

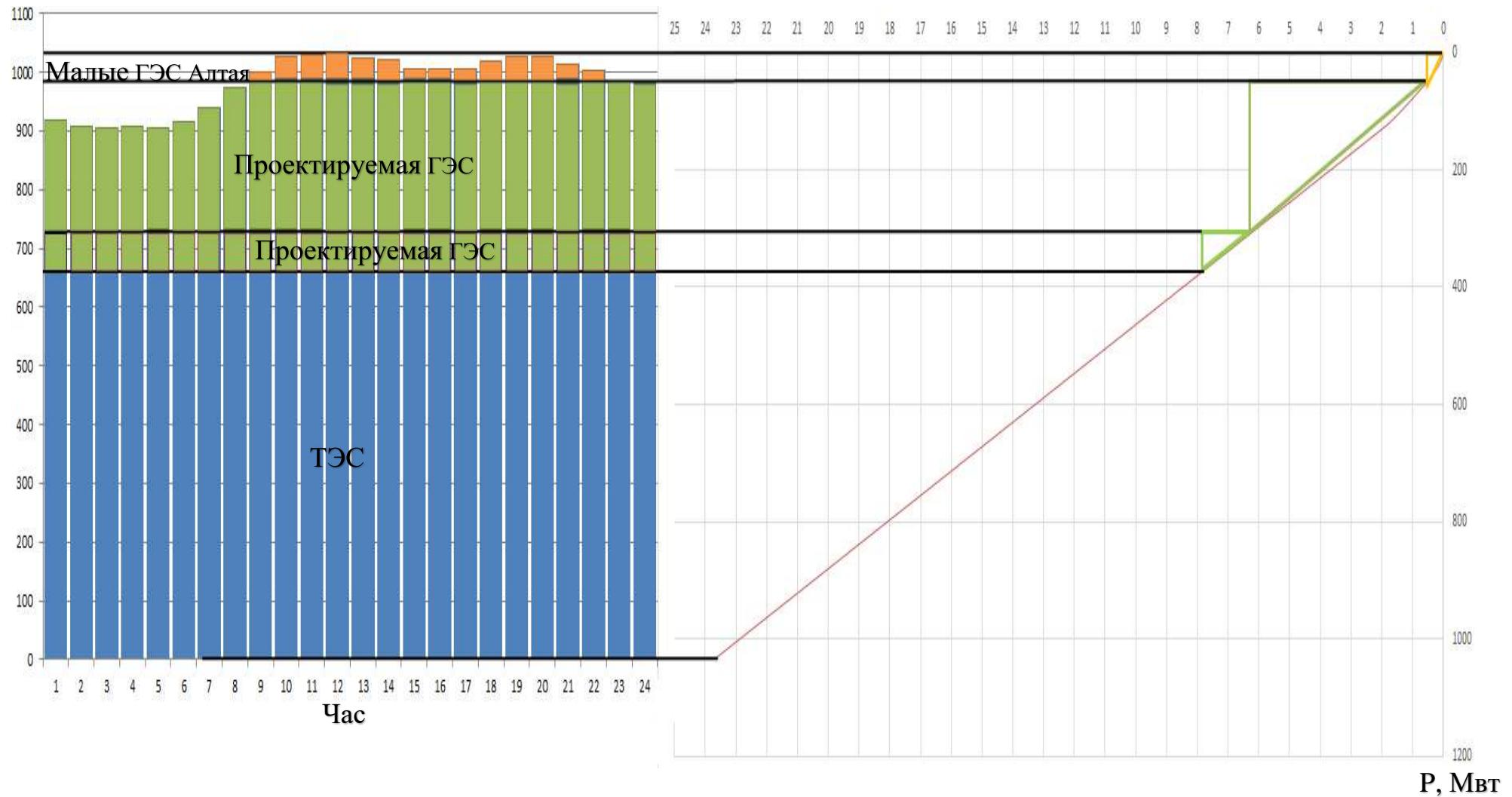
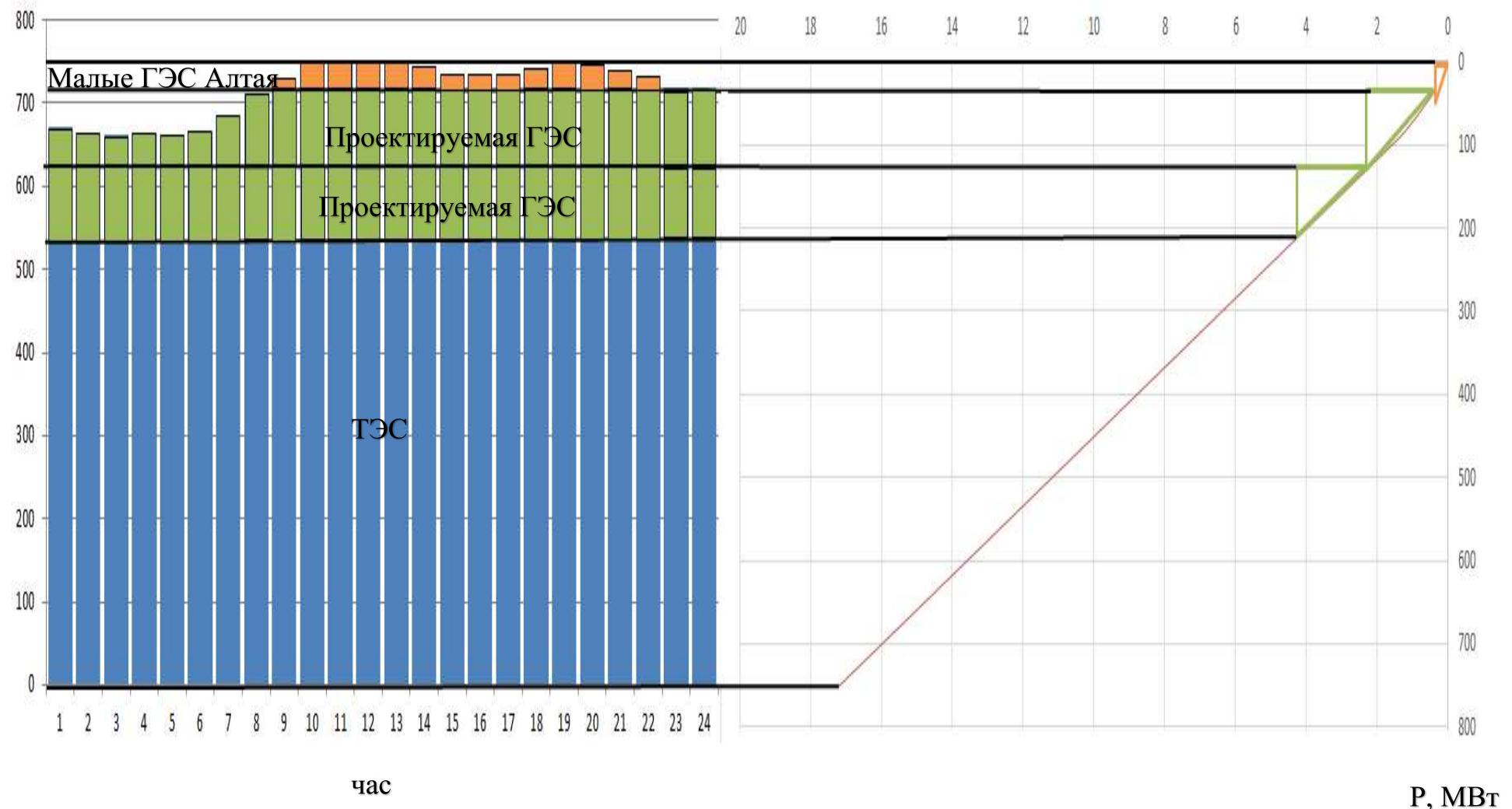


Рисунок Б.1 – График нагрузки и ИКН зимних суток

Продолжение приложения Б



Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт} 90\%}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{полезн}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	Q_{ϕ} , $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{л}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{и}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{турб}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{нач}}$, км^3	ΔV , км^3	$V_{\text{кон}}$, км^3	$Z_{\text{нач}}$, м	$Z_{\text{кон}}$, м	$Z_{\text{ср}}$, м	$Z_{\text{НБ}}$, м	H , м	$N_{\text{ГЭС}}$, МВт	$N_{\text{рап}}$, МВт
10	430	420	5	0	4	4	350	424	14	0,3	13,7	441,0	440,7	440,8	392,4	47,8	221	221
11	355	339	5	11	0	11	350	339	13,7	0,9	12,8	440,7	439,8	440,2	393,0	46,5	282	282
12	191	175	5	11	0	11	350	175	12,8	1,7	11,1	439,8	438,0	438,9	393,4	44,8	318	318
1	186	170	5	11	0	11	350	170	11,1	1,8	9,4	438,0	435,5	436,8	393,6	42,5	318	318
2	187	176	5	5	0	5	350	176	9,4	1,6	7,7	435,5	432,8	434,2	393,4	40,1	282	282
3	190	179	5	5	0	5	350	179	7,7	1,3	6,5	432,8	430,6	431,7	392,9	38,1	221	221
4	1250	1267	5	-35	13	-22	400	1280	6,5	-2,3	8,7	430,6	434,5	432,6	391,5	40,4	140	BXK
5	1340	1329	5	-8	13	5	400	1342	8,7	-2,5	11,2	434,5	438,1	436,3	391,5	44,1	153	BXK
6	830	816	5	0	8	8	400	824	11,2	-1,1	12,3	438,1	439,3	438,7	391,5	46,5	162	BXK
7	730	717	5	0	7	7	400	724	12,3	-0,8	13,2	439,3	440,1	439,7	391,5	47,5	165	BXK
8	630	618	5	0	6	6	400	624	13,2	-0,6	13,7	440,1	440,7	440,4	391,5	48,2	168	BXK
9	453	443	5	0	4	4	350	447	13,7	-0,3	14	440,7	441,0	440,9	391,3	48,8	148	BXK

Окончание приложения Б

Таблица Б.3 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году

Месяц	$Q_{\text{байт90\%}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{подезн.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	Q_{ϕ} , $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{л.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{и.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{турб.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{нач.}}$, км^3	ΔV , км^3	$V_{\text{кон.}}$, км^3	$Z_{\text{нач.}}$, м	$Z_{\text{кон.}}$, м	$Z_{\text{ср.}}$, м	$Z_{\text{НБ.}}$, м	H , м	$N_{\text{ГЭС.}}$, МВт	$N_{\text{гар.}}$, МВт	\mathcal{E} , млн. $\text{Квт}\cdot\text{ч}$
10	460	448	7	0	5	553	350	1013	14	0,3	13,7	441,0	440,7	440,8	394,1	46,1	224	221	162
11	380	358	7	11	4	707	350	1087	13,7	0,9	12,8	440,7	439,8	440,2	394,3	45,3	282	282	203
12	220	200	7	11	2	834	350	1054	12,8	1,7	11,1	439,8	438,0	438,9	394,2	44,0	323	318	233
1	200	180	7	11	2	858	350	1058	11,1	1,8	9,4	438,0	435,5	436,8	394,2	41,9	316	318	228
2	200	186	7	5	2	830	350	1030	9,4	1,7	7,7	435,5	432,7	434,1	394,1	39,3	287	282	207
3	210	196	7	5	2	649	350	859	7,7	1,2	6,5	432,7	430,6	431,7	393,6	37,4	213	221	154
4	1900	1909	7	-35	19	504	400	2404	6,5	-3,7	10,2	430,6	436,8	433,7	396,1	36,9	164	145	118
5	1790	1773	7	-8	18	423	400	2213	10,2	-3,5	13,7	436,8	440,7	438,7	395,8	42,2	157	163	113
6	850	835	7	0	9	775	400	1625	13,7	-0,2	13,9	440,7	440,9	440,8	394,8	45,2	308	167	222
7	820	805	7	0	8	765	400	1585	13,9	-0,1	14,0	440,9	441,0	440,9	394,8	45,5	306	167	220
8	730	716	7	0	7	711	400	1441	14,0	0,0	14,0	441,0	441,0	441,0	394,5	45,8	287	168	206
9	490	478	7	0	5	475	350	965	14,0	0,0	14,0	441,0	441,0	441,0	393,3	47,0	197	149	142

ПРИЛОЖЕНИЕ В
ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

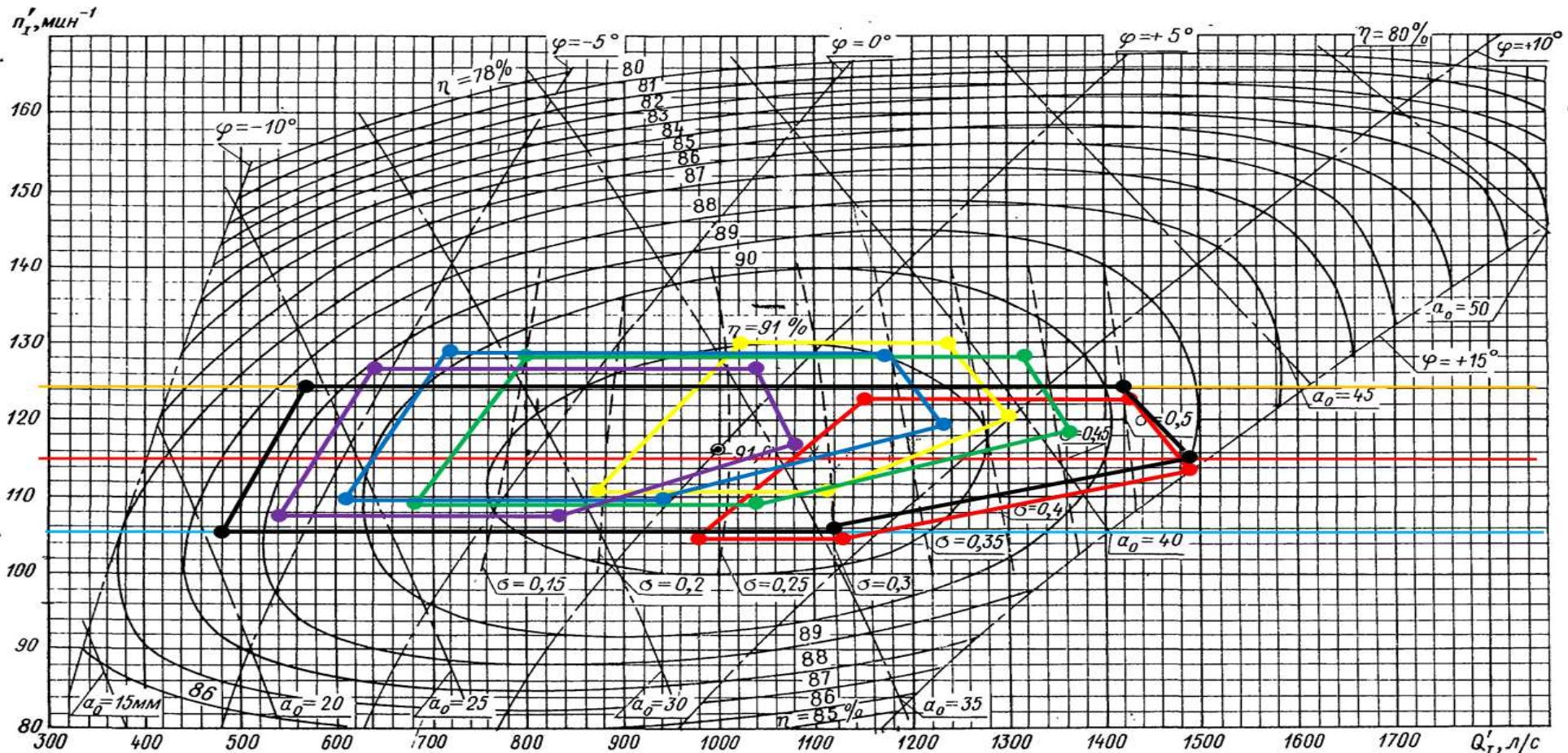


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ50-В: красный – $D_1 = 5$ м, желтый – $D_1 = 5,3$ м, зеленый – $D_1 = 6$ м, синий – $D_1 = 6,3$ м, фиолетовый – $D_1 = 6,7$ м, черный – $D_1 = 7,1$ м

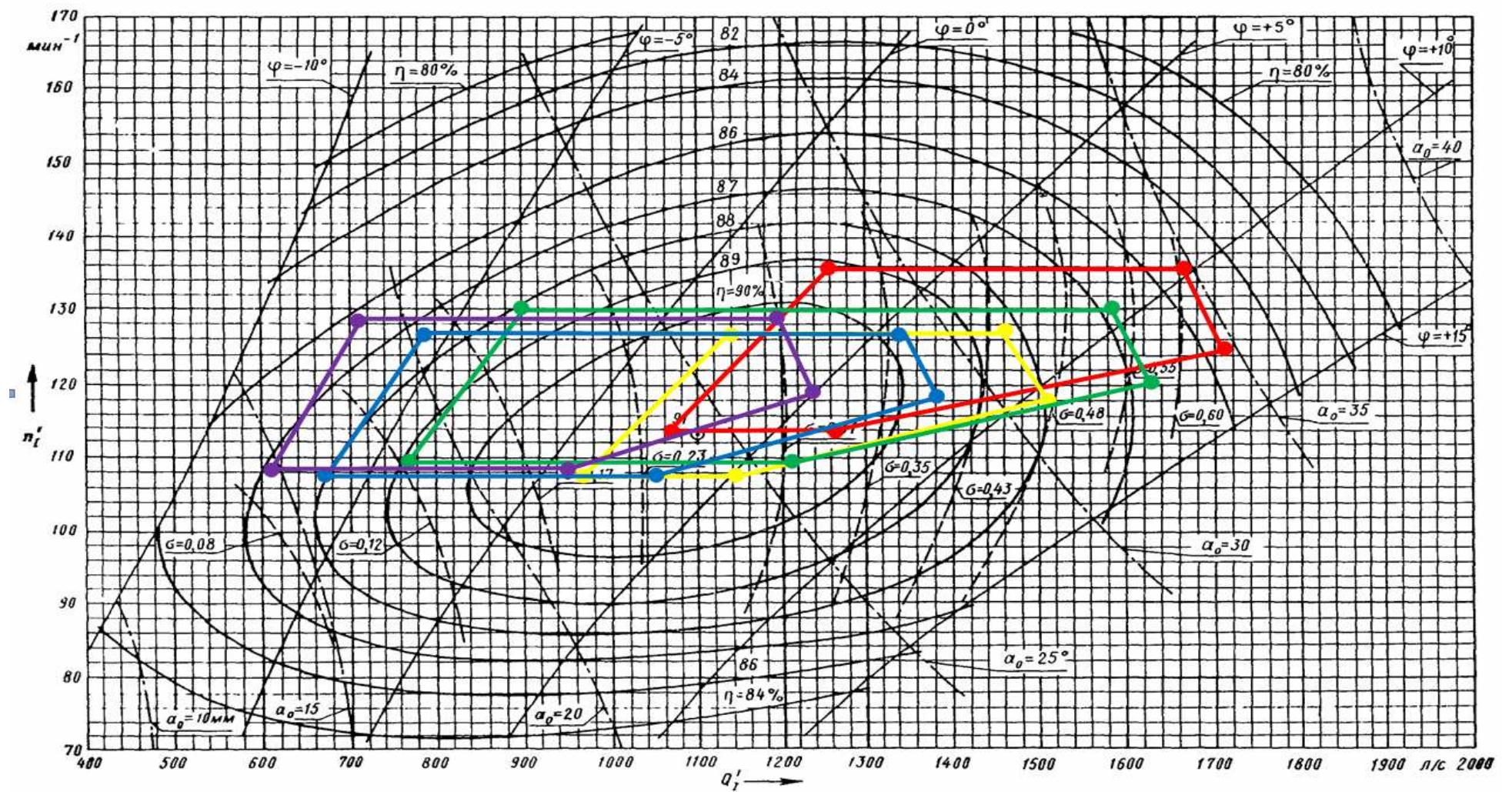


Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛД50-В60⁰: красный – $D_1 = 4,75$ м, желтый – $D_1 = 5$ м, зеленый – $D_1 = 5,6$ м, синий – $D_1 = 6$ м, фиолетовый– $D_1 = 6,3$ м

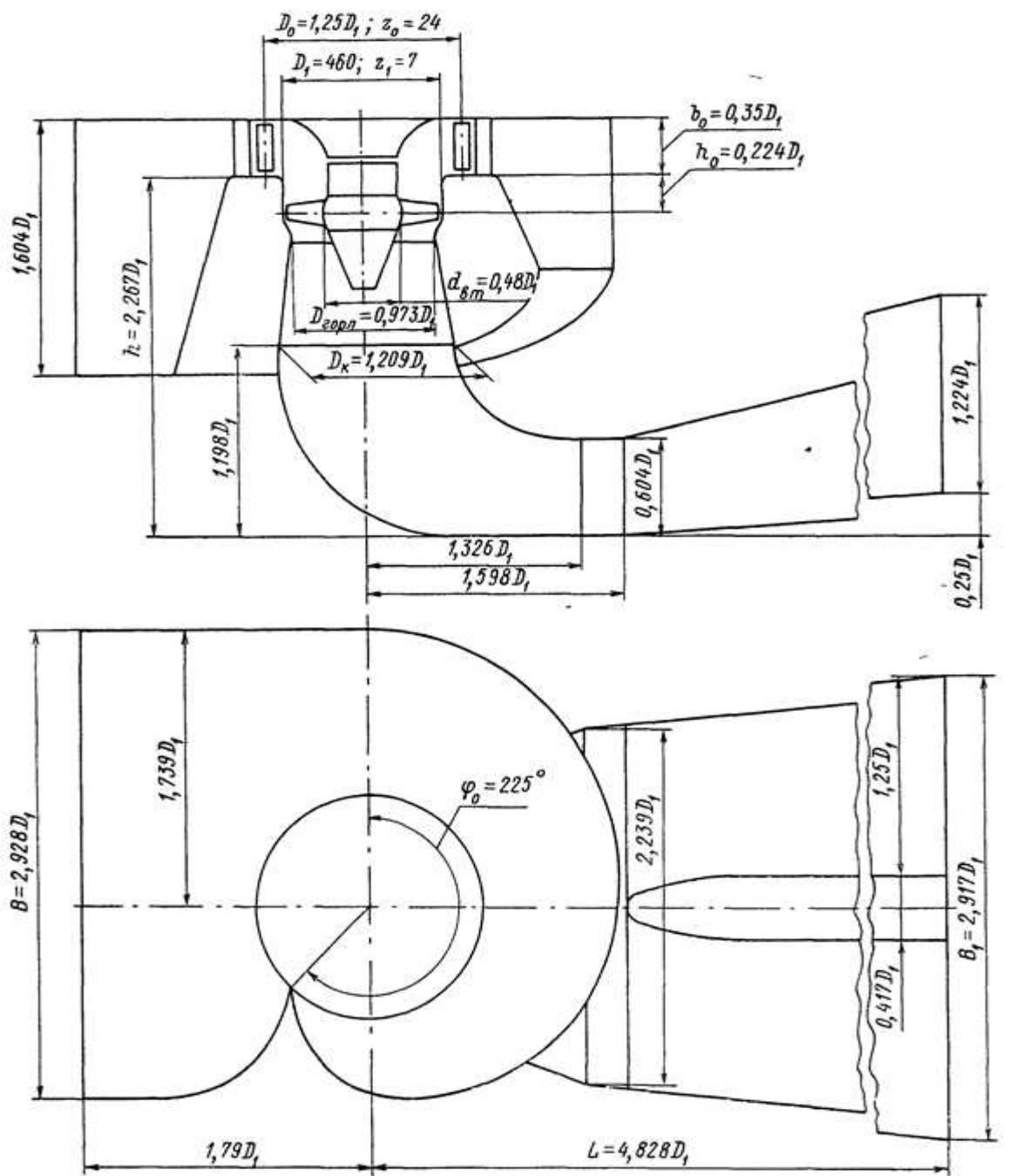


Рисунок В.3 – Проточная часть гидротурбины ПЛ50-В

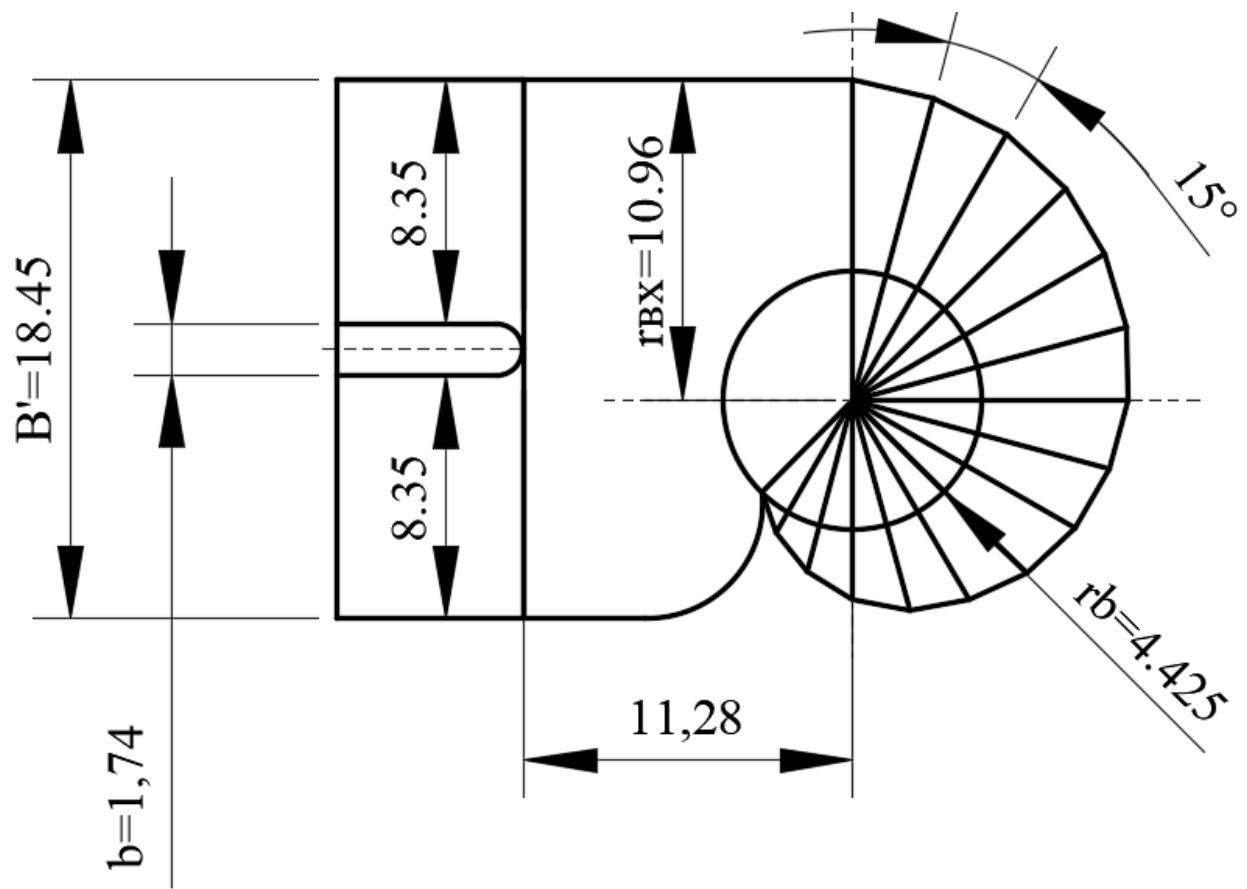


Рисунок В.4 – Спиральная камера вид сверху

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 A	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,46 A	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,38 A	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 B
		t_2	U_{0G}	-	15 B
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 B
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 A
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 A
		OTC I	$I_{2C.3.}$	$0,21 \cdot I_H$	1,03 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,26 A
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,41 A
		OTC	I_{1OTC}	$1,429 \cdot I_{HOM}$	7,03 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,09	0,12 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,47 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$	4,6 A
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$	4,73 A
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,143 \cdot I_{HOM.P}$	9,21 A

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты			Отключение В/Г			Предупредительный сигнал		
Наименование	Обозначение							
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1						
		t_2	+	+	+			+
ЗПН	$U >$	t	+	+	+			
		1 ступень t_1	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	2 ступень t_2	+	+				
		СО						+
		ИО	+	+				
		OTC I	t_1					+
			t_2				+	
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1		t_3	+	+			
	СО						+	
	ИО	+	+					
	OTC	t_1					+	
		t_2				+		
ДЗ		$Z <$		t_3	+	+		
	1 ступень	t_1				+		
		t_2	+	+	+			
	2 ступень	t_1					+	
		t_2				+		
		t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+
		ИО	+	+				
		Отсечка	+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
НАГРУЗКИ НА ВОДОСЛИВНУЮ ПЛОТИНУ

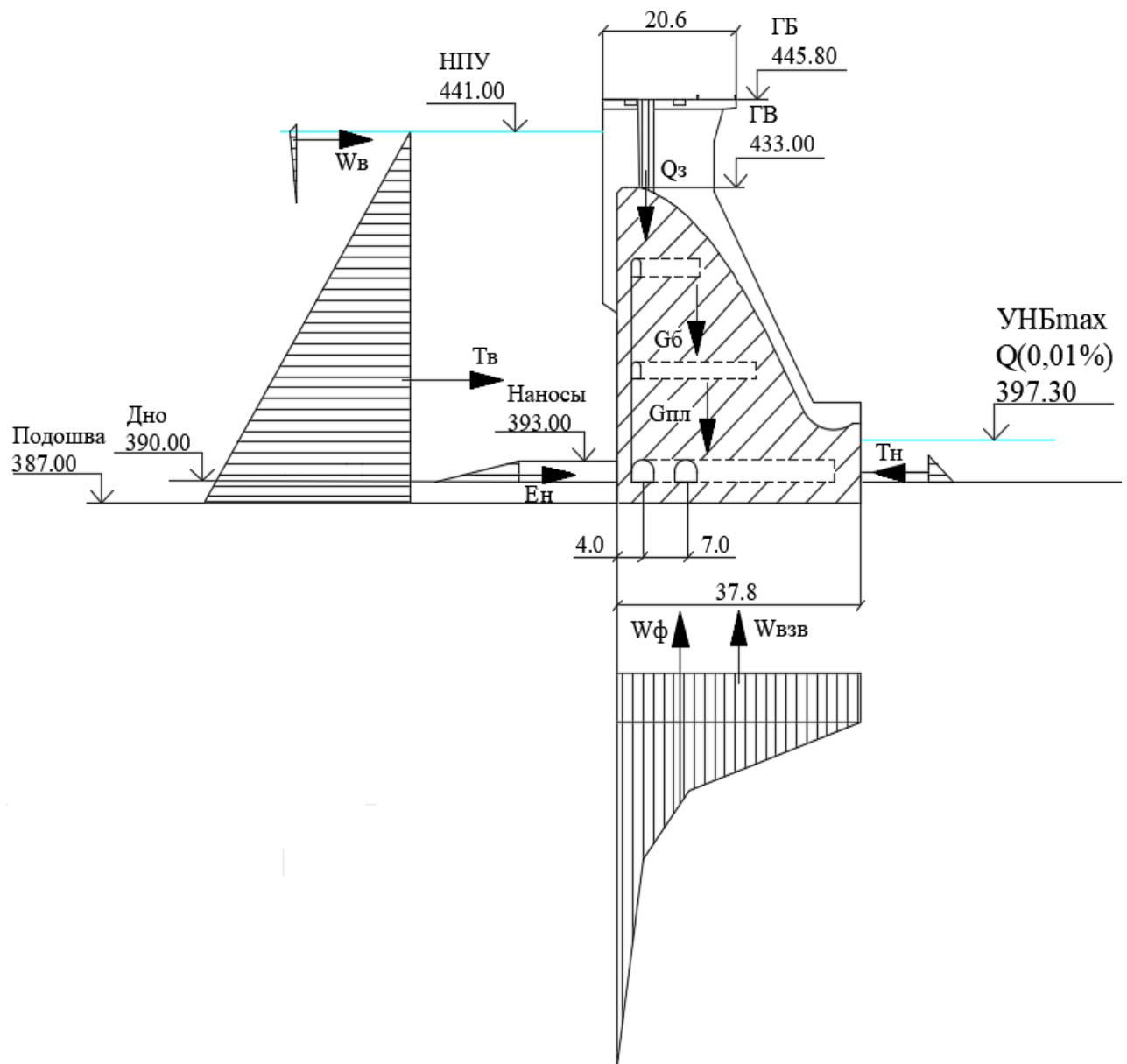


Рисунок Д.1 – Нагрузки действующие на плотину

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

ЭПЮРЫ В КОНТАКТНОМ СЕЧЕНИИ «ОСНОВАНИЕ – БЕТОН»

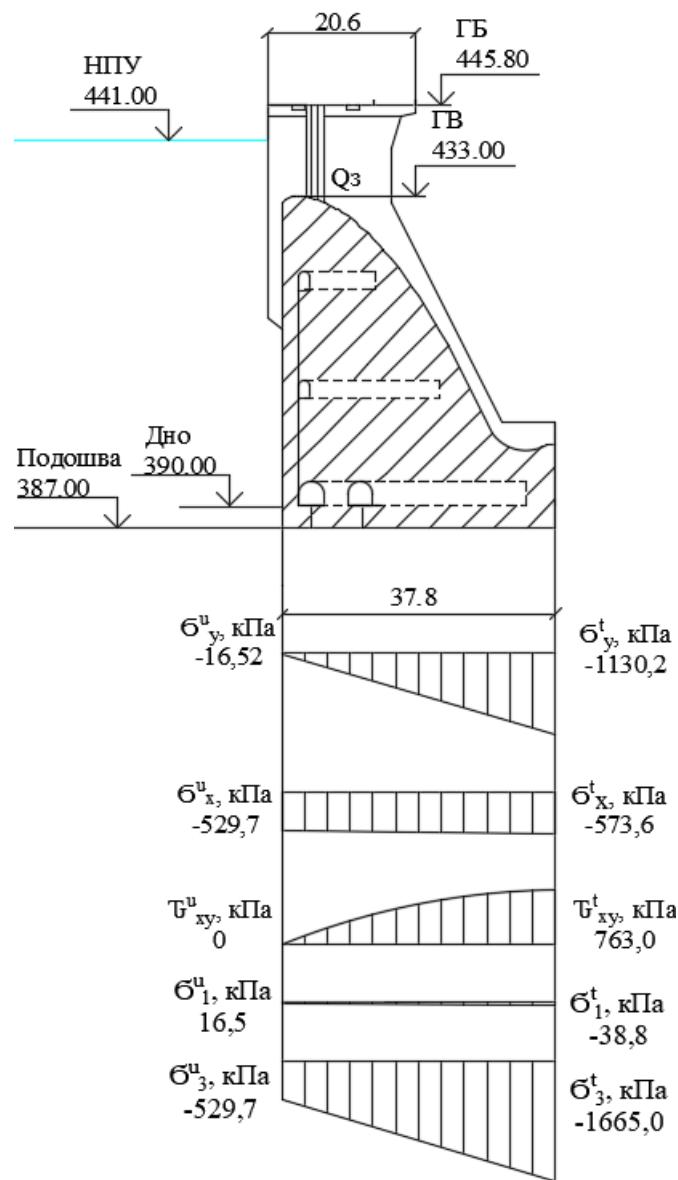


Рисунок Е.1 – Эпюры напряжений в контактном сечении «основание – бетон»

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«17» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧИНЕТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ИНЯ. НАВЕДЁННОЕ
НАПРЯЖЕНИЕ И ЗАЩИТА ОТ НЕГО
тема

Руководитель  подпись, дата 17.06.2021.

М.А. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник  подпись, дата 17.06.2021

М.А. Афанасьев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование
Чинетской ГЭС на реке Иня. Наведённое напряжение и защита от него».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Андрей Ильин
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

Зайдухан Е.Ю. Заславский
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Ревзаков А.В. Мищенков
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Андрей Ильин
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Аркадий Мирохов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

О.В. Захарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

РД
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Борис В. Карагашов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

Борис В. Карагашов
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Илья Габрилов
подпись, дата инициалы, фамилия