

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей.  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

подпись.

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАТУНЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ. ДЕФЕКТЫ И  
НЕИСПРАВНОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ

тема

Руководитель \_\_\_\_\_ канд.тех.наук. зав. кафедрой ГГЭЭС А.А. Ачитаев  
подпись, дата должность инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

В.С. Лыспак  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Катуньской ГЭС на реке Катунь. Дефекты и неисправности генераторов».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.  
Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Катуньской ГЭС .....	7
1 Общие сведения.....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Климат .....	9
1.1.2 Гидрологические данные .....	9
1.1.3 Сейсмологические условия.....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	13
2 Водно-энергетические расчёты .....	14
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	14
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	16
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	17
2.4 Определение типа регулирования ГЭС .....	19
2.5 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф .....	20
2.6 Баланс энергии.....	21
2.7 Водно-энергетический расчёт в маловодном году .....	22
2.8 Определение рабочих мощностей ГЭС .....	23
2.9 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования .....	24
2.10 Баланс мощностей.....	26
2.11 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году .....	26
2.12 Построение режимного поля .....	27
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	29
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам .....	29
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины .....	29
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	29
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы .....	33
3.3 Расчёт гидрогенератора .....	35
3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры .....	37
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор МНУ и ЭГР.....	41
3.5.2 Расчёт сегментного подшипника.....	41
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	42
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора .....	42
4 Электрическая часть .....	43
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	43
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	44
4.2.1 Выбор синхронных генераторов .....	44

4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	45
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком .....	46
4.2.4	Выбор трансформатор собственных нужд .....	47
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ .....	47
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР .....	48
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	50
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов .....	51
4.6.1	Расчёт исходных данных .....	51
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	52
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов .....	53
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ .....	54
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	54
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	55
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети .....	56
4.9	Выбор параметров КРУЭ .....	56
5	Устройства релейной защиты и автоматики .....	57
5.1	Технические данные защищаемого оборудования .....	57
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	57
5.3	Расчёт номинальных токов .....	59
5.4	Описание защит и расчёт их уставок .....	60
5.4.1	Продольная дифференциальная защита .....	60
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	62
5.4.3	Защита от повышения напряжения .....	64
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	64
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок .....	68
5.4.6	Дистанционная защита генератора .....	69
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	73
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор .....	74
5.6	Талица уставок и матрица отключений защит.....	74
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	77
6.1	Назначение класса ГТС .....	77
6.2	Определение отметки гребня бетонной плотины .....	77
6.3	Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$ ; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$ .....	79
6.4	Расчет пропускной способности гидроузла, включая заглубленные водопропускные отверстия для сработки полезного объема водохранилища и притока за период от НПУ до УМО.....	80

6.4.1	Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.....	80
6.4.2	Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла.....	81
6.4.3	Определение ширины водосливного фронта.....	81
6.4.4	Определение напора на водосливе.....	82
6.4.5	Определение отметки гребня водослива.....	83
6.4.6	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	83
6.4.7	Построение профиля водосливной грани.....	84
6.4.8	Определение отметки гребня плотины.....	85
6.4.9	Обоснованный выбор состава ГТС и компоновки гидроузла.....	85
6.5	Расчет энергогасящих устройств в НБ.....	85
6.5.1	Расчёт сопряжения потока в НБ.....	85
6.5.2	Расчет носка трамплина и дальности отлета струи.....	87
6.6	Определение ширины подошвы плотины.....	90
6.6.1	Разрезка бетонных плотин швами.....	92
6.6.2	Быки.....	92
6.6.3	Устои.....	93
6.6.4	Определение ширины плотины по гребню.....	93
6.6.5	Галереи и дренаж в теле плотины.....	93
6.6.6	Расчет цементационной завесы и дренажа.....	94
6.7	Определение основных нагрузок на плотину.....	95
6.7.1	Вес сооружения.....	95
6.7.2	Сила гидростатического давления воды.....	96
6.7.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	96
6.7.4	Сила фильтрационного давления.....	96
6.7.5	Давление грунта.....	97
6.8	Оценка прочности плотины.....	99
6.9	Обоснование устойчивости плотины.....	102
7	Противопожарная безопасность и охрана труда.....	104
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	104
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности.....	105
7.3	Пожарная безопасность.....	106
7.4	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Катуньского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность.....	107
7.4.1	Общие сведения о районе строительства.....	107
7.4.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	109
7.4.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	110
7.4.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	111
7.4.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	112
8	Технико-экономические показатели.....	114

8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	114
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	114
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	115
8.1.3	Налоговые расходы.....	117
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ....	118
8.3	Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта.....	119
8.4	Оценка инвестиционного проекта.....	120
8.4.1	Методология, исходные данные.....	120
8.4.2	Коммерческая эффективность .....	120
8.4.3	Бюджетная эффективность .....	121
8.5	Анализ чувствительности.....	121
9	Дефекты и неисправности генераторов.....	124
9.1	Повреждения в статоре.....	124
9.1.1	Дефекты статора.....	125
9.1.2	Дефекты изоляции обмотки статора .....	126
9.2	Повреждения в роторе .....	129
9.3	Дефекты ротора .....	129
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	132
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	134
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчёты.....</b>	138
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование.....</b>	146
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В. Техничко-экономические показатели .....</b>	150

## 2 Водно-энергетические расчёты

### 2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

При определении расчётных гидрографов год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 5-8 месяцы, а все остальные месяцы года маловодными. Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

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

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

Полученные значения занесены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{ м}^3/\text{с}$
1	2	1965	540	1965	812	1965	346
2	4	1977	503	1974	741	1993	340
3	6	1992	501	1992	738	1977	339
4	8	1978	482	1971	735	1992	331
5	10	1974	479	1977	734	1976	319
6	12	1971	471	1978	731	1972	315
7	14	1976	470	1982	701	1963	311
8	16	1972	469	1984	688	1969	310
9	18	1993	468	1972	685	1994	308
10	20	1984	456	1976	683	1980	305
11	22	1975	1086	1979	3266	1966	396
12	24	1945	1079	1942	3203	1959	390
13	25	1982	1076	1961	3097	1944	389
14	27	1942	1037	1956	3071	1952	375
15	29	1983	1013	1964	3013	1957	373
16	31	1961	982	1972	2946	1963	371
17	33	1978	979	1978	2945	1979	369
18	35	1965	976	1965	2859	1971	367
19	37	1972	971	1945	2840	1981	363
20	39	1963	968	1980	2821	1950	361
21	41	1943	964	1975	2813	1943	357
22	43	1956	963	1943	2784	1953	352

Окончание таблицы 2.1

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
23	45	1971	923	1941	2775	1965	349
24	47	1948	415	1948	596	1945	279
25	49	1962	411	1962	596	1962	279
26	51	1945	405	1980	596	1979	277
27	53	1960	404	1966	589	1967	275
28	55	1946	403	1986	582	1952	274
29	57	1959	398	1945	581	1959	272
30	59	1961	398	1959	575	1987	272
31	61	1964	393	1994	569	1991	271
32	63	1968	391	1953	565	1947	270
33	65	1953	391	1955	561	1955	268
34	67	1990	391	1963	561	1953	267
35	69	1955	390	1947	555	1975	264
36	71	1947	389	1983	549	1982	263
37	73	1969	386	1952	538	1989	258
38	75	1952	384	1954	530	1983	256
39	76	1951	376	1964	527	1954	256
40	78	1967	376	1985	524	1985	255
41	80	1957	373	1970	519	1956	254
42	82	1954	370	1967	518	1946	245
43	84	1985	367	1956	513	1990	236
44	86	1956	362	1951	504	1960	232
45	88	1983	360	1949	503	1961	229
46	90	1958	341	1958	503	1958	225
47	92	1989	340	1969	492	1968	211
48	94	1970	331	1957	491	1949	202
49	96	1949	327	1950	469	1970	197
50	98	1950	292	1989	454	1950	166

По расчетным обеспеченностям определятся маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1962 год.

За средневодный год принимается год 1962 с обеспеченностью 50%, представленный в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном средневодном году 1962 (P=50%), м<sup>3</sup>/с

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
1962	225	237	380	497	554	771	632	524	321	294	271	221	411

Выбор расчётного маловодного года (P = 90%).

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1958 г. Расходы данной обеспеченности представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчетном маловодном году 1958 г. (P=90%), м<sup>3</sup>/с

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
1958	212	218	380	397	450	619	602	463	274	231	165	76	341



Для наглядности в таблице 2.4 приведено сравнение расходов средневодного и маловодного годов после корректировки, гидрографы представлены на рисунке 2.1.

Таблица 2.4 – Сравнение средневодного и маловодного годов после корректировки, м<sup>3</sup>/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	13	19	0	100	104	152	30	61	47	63	106	145

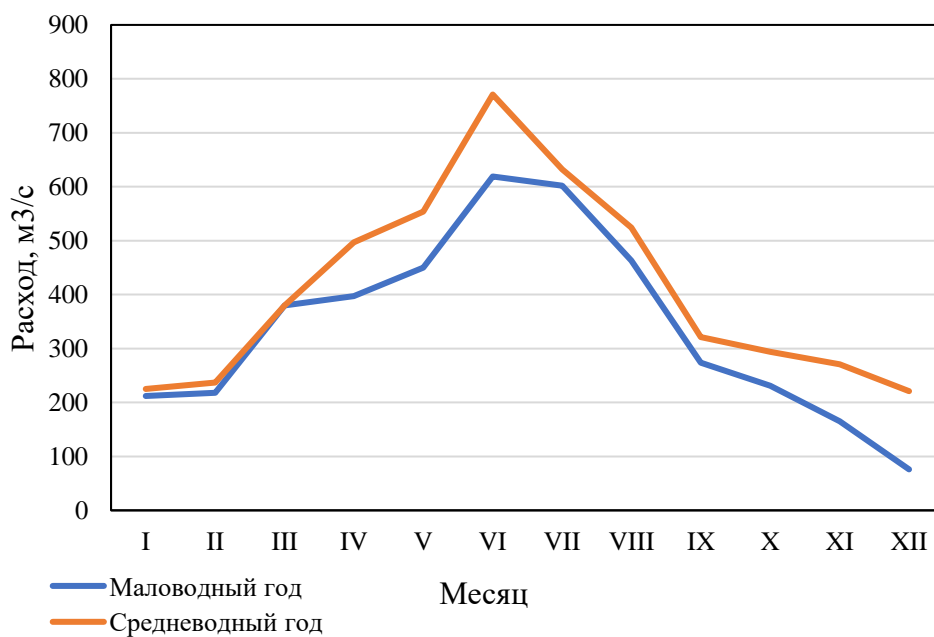


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

## 2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Используя сайт системного оператора (<http://so-ups.ru>), выбран один зимний день (27.01.2018). Используя эти данные, построен суточный график нагрузки для зимнего периода.

Таблица 2.5 – Суточный график нагрузки для зимнего периода

N(ОЭС Сибири.), МВт	N(Представительство АО «СО ЕЭС» в Алтайском крае и Республике Алтай.), МВт	Часы
24811	1275	1:00
24878	1278	2:00
25242	1297	3:00
26558	1364	4:00
27108	1393	5:00
27758	1426	6:00
27903	1433	7:00
27751	1426	8:00
27478	1412	9:00

## Окончание таблицы 2.5

N(ОЭС Сибири.), МВт	N(Представительство АО «СО ЕЭС» в Алтайском крае и Республике Алтай.), МВт	Часы
27309	1403	10:00
27214	1398	11:00
27166	1396	12:00
27485	1412	13:00
27907	1434	14:00
28458	1462	15:00
28155	1446	16:00
27695	1423	17:00
27520	1414	18:00
27201	1397	19:00
26306	1351	20:00
25600	1315	21:00
25114	1290	22:00
25067	1288	23:00
24796	1274	0:00

Суточный график нагрузки

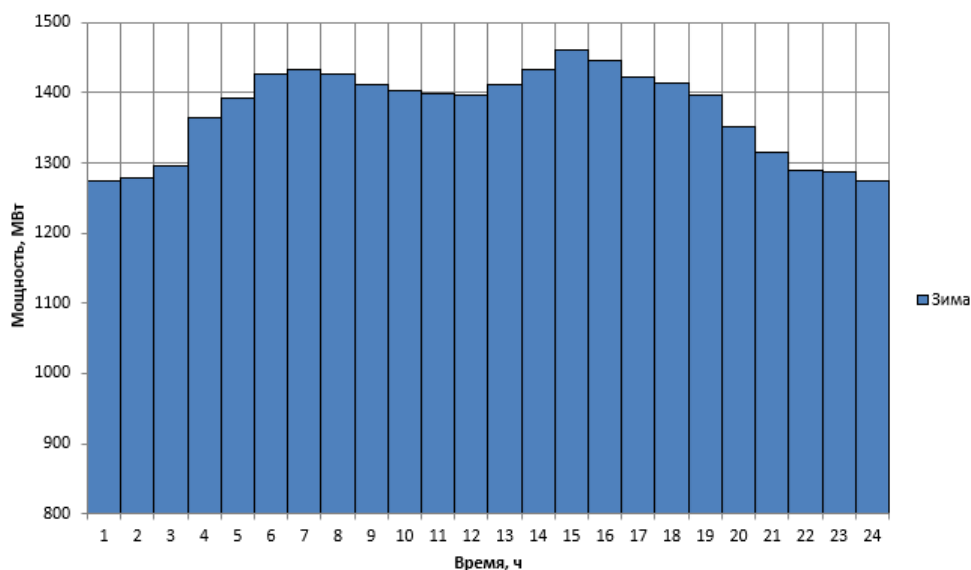


Рисунок 2.2 – Суточный график нагрузки для зимнего периода

## 2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей). Также график средних мощностей используется при регулировании годового стока.

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\alpha, \quad (2.2)$$

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

$a, b$  – коэффициенты, для определения которых используются следующие формулы:

$$a, b = \frac{P_{зима}^{max} \pm P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.3)$$

$$a, b = \frac{P'_{зима} \pm P'_{лето}}{2}, \quad (2.4)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.5)$$

Вычислены коэффициенты для максимальных нагрузок:

$$a = \frac{1462 + 1118}{2} = 1290,$$

$$b = \frac{1462 - 1118}{2} = 172.$$

Для средних нагрузок:

$$a = \frac{1375 + 1062}{2} = 1219,$$

$$b = \frac{1375 - 1062}{2} = 157.$$

Результаты вычислений представлены в таблице 2.7. По результатам вычислений построены годовые графики максимальный и среднемесячных нагрузок энергосистемы, представлены на рисунках 2.3 и 2.4.

Таблица 2.7 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

$t$	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	$P_t^{max}$ , МВт	$P_t^{cp}$ , МВт
1	15	0,261799388	0,97	1456	1370
2	45	0,785398163	0,71	1412	1329
3	75	1,308996939	0,26	1335	1259
4	105	1,832595715	-0,26	1245	1178
5	135	2,35619449	-0,71	1168	1108
6	165	2,879793266	-0,97	1124	1067
7	195	3,403392041	-0,97	1124	1067
8	225	3,926990817	-0,71	1168	1108

### Окончание таблицы 2.7

$t$	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	$P_t^{max}$ , МВт	$P_t^{cp}$ , МВт
9	255	4,450589593	-0,26	1245	1178
10	285	4,974188368	0,26	1335	1259
11	315	5,497787144	0,71	1412	1329
12	345	6,021385919	0,97	1456	1370

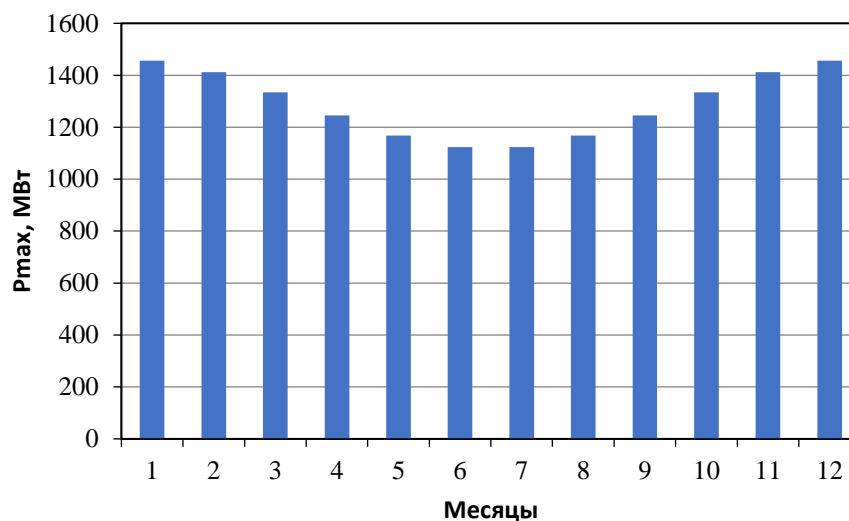


Рисунок 2.3 – Годовые график максимальных нагрузок энергосистемы

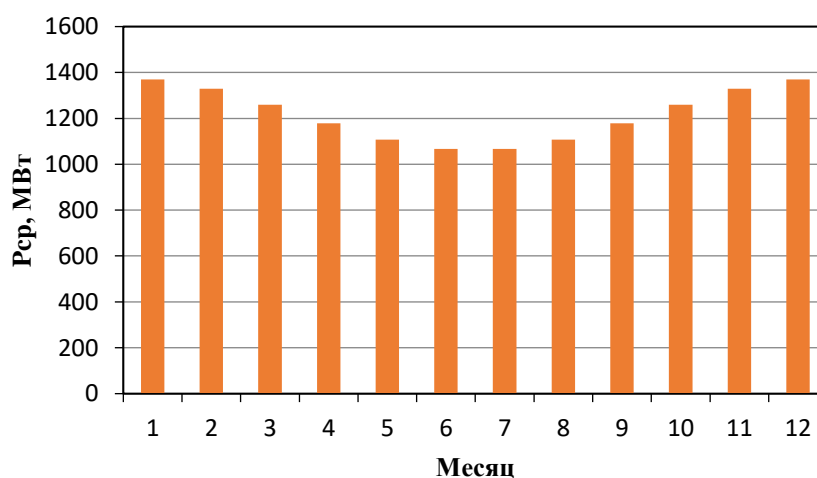


Рисунок 2.4 – Годовые график среднемесячных нагрузок энергосистемы

## 2.4 Определение типа регулирования ГЭС

Для определения предварительного типа регулирования станции определён коэффициент зарегулированности стока  $\beta$ :

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.6)$$

где  $V_{\text{полезный}}$  – полезный объём водохранилища;  
 $\bar{W}$  – среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, задано приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе УМО соответствует снижению УВБ на 30%.

Тогда  $V_{\text{полезный}} = 3,7 \text{ км}^3$ .

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{с.год}}} = \frac{3,7 \cdot 10^9}{410 \cdot 31536000} = 0,28.$$

Следовательно, на проектируемой станции годичный тип регулирования.

## 2.5 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.7)$$

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

$Z_{\text{НБ}}$  – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи  $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$ ;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Тогда бытовая мощность рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.8)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности;

$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$  – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{\text{ГЭС}}$  – напор ГЭС.

Все полученные значения сведены в таблицу 2.8.

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

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	212	218	380	397	450	619	602	463	274	231	165	76
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	448,57	448,61	449,47	448,96	449,16	449,72	449,66	449,19	448,93	448,70	448,30	447,64
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	41,00	40,96	40,10	40,61	40,41	39,85	39,91	40,38	40,64	40,87	41,27	41,93
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	73	75	131	138	157	213	207	160	95	80	57	25

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчёт происходит аналогично расчёту режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.9)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Полученные значения сведены в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	200	200	200	250	250	250	250	250	200	200	200	200
$Z_{\text{ВВ}}, \text{м}$	490,0 0	490,0 0	490,0 0	490,0 0	490,0 0	490,0 0	490,0 0	490,0 0	490,0 0	490,0 0	490,0 0	490,0 0
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	448,5 7	448,6 1	449,4 7	448,9 6	449,1 6	449,7 2	449,6 6	449,1 9	448,9 3	448,7 0	448,3 0	447,6 4
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	41,02	41,02	41,02	41,17	41,17	41,17	41,17	41,17	41,02	41,02	41,02	41,02
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	71	71	71	90	90	90	90	90	71	71	71	71

Далее для построения баланса энергии приведено сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку. Определена избыточная мощность. Результаты приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт.}}, \text{МВт}$	73	75	131	138	157	213	207	160	95	80	57	25
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	71	71	71	90	90	90	90	90	71	71	71	71
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	1	3	60	49	67	123	117	70	23	9	-14	-47

$$N_{\text{изб.}} = 461 \text{ МВт.}$$

## 2.6 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

С пика графика среднемесячных мощностей откладываются вниз среднемесячные мощности существующих ГЭС. Этим построением определяется, какую часть графика покрывают существующие ГЭС.

Ниже линии существующих станций, накладывая друг на друга, строятся два режима работы проектируемой ГЭС: по бытовой мощности и по требованиям ВХК.

В некоторых месяцах бытовая мощность меньше мощности, необходимой по требованиям ВХК – это дефицитные по воде месяцы. В других наоборот – это профицитные по воде месяцы.

В результате графического расчёта получен гибридный режим работы станции: в месяцы, которые находятся под регулированием, станция работает по

гарантированным мощностям, во все оставшиеся месяцы – по требованиям ВХК. Значения гарантированных мощностей определяются как разность координаты линии «гарантированной мощности» и координаты линии существующих ГЭС.

Баланс энергии представлен на рисунке А.1 (приложение А).

## 2.7 Водно-энергетический расчёт в маловодном году

На данном этапе проводится водно-энергетический расчёт, при котором определяется режим сработки-наполнения водохранилища при заданной отдаче ГЭС по активной мощности.

Расчёты ведутся в табличной форме, основные формулы представлены ниже:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд}}, \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}}, \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}}, \quad (2.12)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9}, \quad (2.13)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V, \quad (2.14)$$

$$Z_{\text{ВБ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2}, \quad (2.15)$$

$$H = Z_{\text{ВБ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.16)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H. \quad (2.17)$$

Первоначальный вариант сработки и наполнения водохранилища представлен в приложении А, таблица А.1, однако он не является верным, так как водохранилище наполнилось выше отметки НПУ. Следовательно, опущена линия гарантированной мощности и проведён подбор гарантированной мощности так, чтобы выполнялась годовая сработка-наполнение водохранилища с достижением НПУ в последнем месяце наполнения водохранилища.

Окончательный вариант подбора гарантированных мощностей и сработки водохранилища представлен в приложении А, таблице А.2.

После окончательного выполнения водно-энергетического расчёта режима работы ГЭС в маловодном году определена гарантированная мощность ГЭС.

## 2.8 Определение рабочих мощностей ГЭС

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

Для определения рабочей мощности проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Однако есть обязательное условие: обеспечение санитарного попуска в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик.}} \quad (2.18)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N Q_{\text{с.п.}} H, \quad (2.19)$$

где  $Q_{\text{с.п.}}$  – расход санитарного попуска;

$H$  – напор в данном месяце;

$k_N$  – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.20)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки, там, где ИКН превращается в прямую линию. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.21)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.22)$$

Имея горизонтальный катет, вписываемого в пик-полупик графика нагрузки, треугольника (выработку), определён вертикальный катет треугольника, соответствующий рабочей мощности пиковой зоны.



Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС не должна превышать гарантированную мощность более чем в 2 раза. Расчёт рабочей мощности производится для суток каждого месяца года.

Расчёт рабочих мощностей проектируемой ГЭС для двух месяцев:

Январь:

$$N_{\text{База}} = \frac{8,7 \cdot Q_{\text{сан.попуск}} \cdot H_{\text{январь}}}{1000} = \frac{8,7 \cdot 100 \cdot 31,68}{1000} = 28 \text{ МВт},$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} = \frac{28 \cdot 24}{1000} = 0,66 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} = 3,96 - 0,66 = 3,30 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

На ИКН проводим линию  $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$ , и определяем значение:  $N_{\text{Пик}} = 160 \text{ МВт}$   
По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{Раб.}} = N_{\text{База}} + N_{\text{Пик}} = 28 + 160 = 188 \text{ МВт}.$$

Июнь:

$$N_{\text{База}} = \frac{8,7 \cdot Q_{\text{сан.попуск}} \cdot H_{\text{июнь}}}{1000} = \frac{8,7 \cdot 100 \cdot 34,41}{1000} = 37 \text{ МВт},$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} = \frac{37 \cdot 24}{1000} = 0,90 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} = 1,78 - 0,90 = 0,88 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

На ИКН проводим линию  $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$ , и определяем значение:  $N_{\text{Пик}} = 76 \text{ МВт}$   
По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{Раб.}} = N_{\text{База}} + N_{\text{Пик}} = 37 + 76 = 113 \text{ МВт}.$$

Размещение треугольников на ИКН показано в приложении А, рисунки А.2-А.3.

## 2.9 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}}. \quad (2.23)$$

При составлении баланса мощностей учитывается следующее: аварийный резерв составляет 7 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 2 % от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представлена в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}. \quad (2.24)$$

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{нагр.ЭС} = P_{maxЭС} \cdot 0,02 = 1456 \cdot 0,02 = 29 \text{ МВт}. \quad (2.25)$$

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

$$P_{нагр.проект.ГЭС} = 4 \text{ МВт},$$

$$P_{нагр.сущ.ГЭС} = 4 \text{ МВт}.$$

Оставшаяся часть резерва распределена на ТЭС:

$$P_{нагр.сущ.ТЭС} = 4 \text{ МВт}.$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{авар.ЭС} = P_{maxЭС} \cdot 0,1 = 1456 \cdot 0,07 = 102 \text{ МВт}. \quad (2.26)$$

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

Для определения величины ремонтного резерва определена ремонтная площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{рем.сущ.ГЭС} = \frac{N_{раб.сущ.ГЭС}^I}{6} = \frac{194}{6} = 33 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}, \quad (2.27)$$

$$F_{рем.проект.ГЭС} = \frac{N_{раб.проект.ГЭС}^I}{6} = \frac{186}{6} = 32 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}, \quad (2.28)$$

$$F_{рем.ТЭС} = \frac{N_{раб.ТЭС}^I}{6} = \frac{1076}{6} = 359 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.29)$$

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

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 186 + 4 = 190 \text{ МВт.}$$

## 2.10 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Расчёт и распределение резервов посчитаны в п. 2.9 и сведены в таблицу 2.12, баланс мощностей изображен на рисунке А.14 (приложение А).

Таблица 2.12 – Распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	$P_{max}$	$P_{нагр.}$	$P_{авар.}$	$P_{раб.}$	$P_{нагр.}$	$P_{рем.}$	$P_{раб.}$	$P_{нагр.}$	$P_{рем.}$	$P_{раб.}$	$P_{нагр.}$	$P_{авар.}$	$P_{рем.}$
I	1456	29	102	194	4		186	4		1076	75		22
II	1412	28	99	181	4		154	3		1077	75		22
III	1335	27	93	142	3		116	2		1077	75		22
IV	1245	25	87	145	3		111	2		989	69		20
V	1168	23	82	116	2		101	2		951	67	55	19
VI	1124	22	79	120	2		117	2		887	62	55	18
VII	1124	22	79	120	2		111	2		893	63	55	18
VIII	1168	23	82	116	2		107	2		945	66	55	19
IX	1245	25	87	145	3		93	2		1007	71		20
X	1335	27	93	154	3	33	107	2	32	1074	75		21
XI	1412	28	99	169	3		169	3		1074	75		21
XII	1456	29	102	194	4		186	4		1073	75		21

## 2.11 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчётам, описанным в п. 2.6.

При расчёте режима сработки в среднем по водности году рассмотрен вариант работы ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года (таблица А.3).

При работе ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года годовая выработка электроэнергии составила  $\mathcal{E} = 1008$  млн. кВт · ч.

На рисунке 2.5 показана сработка-наполнение водохранилища в маловодном и средневодном году.

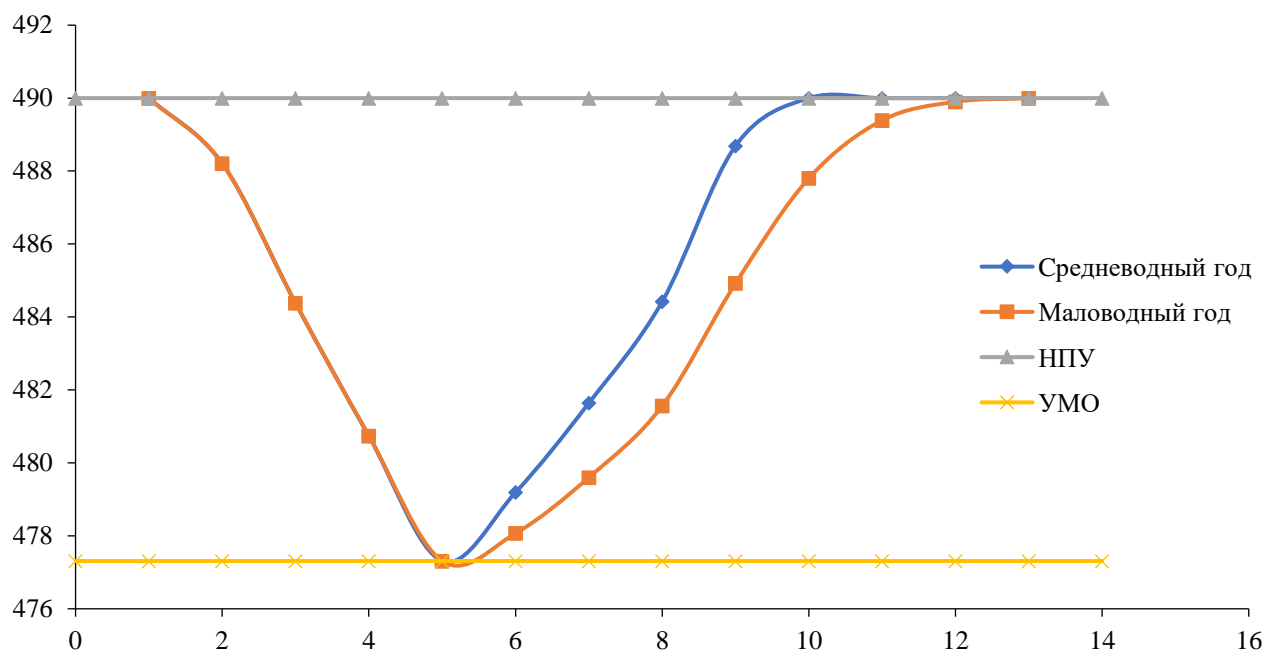


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

## 2.12 Построение режимного поля

Режимное поле служит для определения области допустимой работы, проектируемой ГЭС. Строится режимное поле с указанием линий ограничений по мощности генератора и пропускной способности турбины.

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h. \quad (2.30)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (2.31)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (2.32)$$

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС.

Ограничение по минимальному расходу  $Q_{min} = Q_{сан п-к} = 100 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяется диапазон изменения напоров и расходов. Режимное поле представлено на рисунке А.15 (приложение А). Результаты расчётов сведены в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$ , м <sup>3</sup> /с	$Z_{НБ}$ , м	$\nabla_{НПУ}$ , м	$\nabla_{УМО}$ , м	$H_p$ , м	$H_{ГЭС}$ , м	$Q_{ГЭС}$ , м <sup>3</sup> /с	$H_{ГЭС}$ , м	$Q_{ГЭС}$ , м <sup>3</sup> /с
0	447	42,57	29,88	26,87	20	1080	42	759
50	447,35	42,22	29,53	35,13	22	981	40	741
100	447,66	41,91	29,22	34,78	24	900	38	722
150	447,93	41,64	28,95	34,47	26	830	36	703
200	448,18	41,39	28,7	34,20	28	771	34	683
250	448,4	41,17	28,48	33,95	30	720	32	663
300	448,61	40,96	28,27	33,73	32	675	30	642
350	448,81	40,76	28,07	33,52	34	635	28	620
400	448,99	40,58	27,89	33,32	36	600	26	598
450	449,17	40,4	27,71	33,14	38	568	24	574
500	449,34	40,23	27,54	32,96	40	540	22	550
550	449,51	40,06	27,37	32,79	42	514	20	524
600	449,67	39,9	27,21	32,62	44	491		
650	449,83	39,74	27,05	32,46	46	469		
700	449,99	39,58	26,89	32,30	48	450		
750	450,14	39,43	26,74	32,14	50	432		
800	450,29	39,28	26,59	31,99				
850	450,43	39,14	26,45	31,84				
900	450,57	39,00	26,31	31,70				
950	450,7	38,87	26,18	31,56				
1000	450,83	38,74	26,05	31,43				
1050	450,95	38,62	25,93	31,30				
1100	451,07	38,5	25,81	31,18				

Из режимного поля (рисунок А.5) определено:

- максимальный напор  $H_{max} = 41,9$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор  $H_{расч} = 32,2$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор  $H_{min} = 27,2$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

##### 3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, что для каждого рассматриваемого типа турбин подобраны такие варианты диаметра  $D_1$  рабочего колеса и синхронной частоты вращения  $n_{\text{синх}}$ , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

На основе диапазона напоров из режимного поля произведён подбор вариантов турбин. В данном случае выбраны следующие типы гидротурбин: ПЛ50-В, ПЛД50-В60° и РО45-В. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В60°	РО45-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	50	50	45
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5	0,6
$n'_{\text{opt}}, \text{ мин}^{-1}$	116	113	82
$Q'_{\text{opt}}, \text{ л/с}$	1,52	1,705	1,435
$\eta_{\text{м opt}}$	0,887	0,862	0,875
$Q_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1520	1650	1430
$D'_{\text{м}}, \text{ м}$	0,460	0,350	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	12	5	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	21	16	8

##### 3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров  $D_1$  рассчитаны для каждого следующие параметры.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (3.1)$$

где  $Q'_{\text{Ip}}$  - приведённый расход в расчётной точке;

$\eta_t$  - КПД натурной турбины;

$\eta_g$  - КПД генератора, принимаем  $\eta_g = 0,97$ .

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.2)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$D_{1\text{мод}}$  – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$  – напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной гидротурбины;

$\nu_H, \nu_{\text{мод}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;  $\nu_H$  при средней температуре воды в году  $5^\circ\text{C}$  составляет  $1,51 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ( $\varepsilon = 0,75$ ).

Количество агрегатов:

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

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность ГЭС;

$N_{\text{агр}}$  – мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}. \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где  $n'_{I_p}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке.

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{I \text{ max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{I \text{ min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0.5}}. \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}. \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_p$ , чтобы произведение  $Q'_p \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}. \quad (3.10)$$

Приведённые расходы:

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min}} \cdot \Delta_1}, \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max}} \cdot \Delta_1}. \quad (3.12)$$

Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2 – 3.4.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛ50-В

$D_1$ , м	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
$\eta_T$ , о. е.	0,905	0,906	0,908	0,909	0,91	0,912	0,913	0,914	0,914
$N'_{\text{агр}}$ , МВт	20925	26513	33748	42893	54346	67242	84441	97041	106987
$Z'_{\text{агр}}$ , ШТ	9,080	7,166	5,630	4,430	3,496	2,826	2,250	1,958	1,776
$Z_{\text{агр}}$ , ШТ	10	8	6	5	4	3	3	2	2
$N_{\text{агр}}$ , МВт	19000	23750	31667	38000	47500	63333	63333	95000	95000
$m(\Delta_1)$ , о. е.	1,050	1,051	1,053	1,055	1,056	1,058	1,059	1,060	1,060
$n'_c$ , об/мин	235	209	185	165	146	132	118	110	105
$n_{\text{синх}}$ , об/мин	250	214,3	187,5	166,7	150	136,4	125	115,4	107,1
$n'_i(H_{\min})$ , об/мин	106	102	100	100	101	102	105	104	101
$n'_i(H_{\text{расч}})$ , об/мин	131	126	124	125	126	127	130	129	126
$n'_i(H_{\max})$ , об/мин	120	116	114	114	116	117	120	118	115

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛД50-В60°

$D_1$ , м	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
$\eta_T$	0,905	0,906	0,908	0,909	0,91	0,912	0,913	0,914	0,914
$N'_a$ , МВт	20925	26513	33748	42893	54346	67242	84441	97041	106987



Окончание таблицы 3.3

D <sub>1</sub> , м	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
Z', ШТ	9,080	7,166	5,630	4,430	3,496	2,826	2,250	1,958	1,776
Z <sub>а</sub> , ШТ	10	8	6	5	4	3	3	2	2
N <sub>а</sub> , МВт	21111	27143	31667	38000	47500	63333	63333	63333	17273
Δ'	1,047	1,048	1,049	1,050	1,053	1,054	1,054	1,055	1,046
n' <sub>с</sub> , об/мин	151	134	119	106	95	85	80	76	170
n <sub>с</sub> , об/мин	166,7	136,4	125	107,1	100	85,7	83,3	78,9	187,5
n' <sub>max</sub> , об/мин	79	73	75	73	75	72	75	75	79
n' <sub>min</sub> , об/мин	98	91	94	90	93	90	93	93	98
n' <sub>расч</sub> , об/мин	90	83	86	83	86	82	86	85	90

Таблица 3.4 – Параметры гидротурбины РО45-В

D <sub>1</sub> , м	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
D <sub>1</sub> , м	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
η <sub>т</sub>	0,915	0,916	0,917	0,918	0,919	0,921	0,922	0,922	0,923
N' <sub>а</sub> , МВт	17806	22560	28685	36458	46193	57152	71769	82388	90932
Z', ШТ	10,671	8,422	6,624	5,211	4,113	3,324	2,647	2,306	2,089
Z <sub>а</sub> , ШТ	11	9	7	6	5	4	3	3	3
N <sub>а</sub> , МВт	17273	21111	27143	31667	38000	47500	63333	63333	63333
Δ'	1,046	1,047	1,048	1,049	1,050	1,053	1,054	1,054	1,055
n' <sub>с</sub> , об/мин	170	151	134	119	106	95	85	80	76
n <sub>с</sub> , об/мин	187,5	166,7	136,4	125	107,1	100	85,7	83,3	78,9
n' <sub>max</sub> , об/мин	79	79	73	75	73	75	72	75	75
n' <sub>min</sub> , об/мин	98	98	91	94	90	93	90	93	93
n' <sub>расч</sub> , об/мин	90	90	83	86	83	86	82	86	85

Сопоставление различных турбин по следующим параметрам:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов;
- Условия транспортировки.

Строим зоны работы. Правая граница поля состоит из двух линий – верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата (линия ограничения по пропускной способности турбины), а нижняя строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по той же формуле, но для максимального напора (линия ограничения по генератору). Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу (санитарный попуск), представляет собой соединённые точки  $Q'_I$  при  $N_{min}$  и  $N_{max}$ .

Таблица 3.5 – Сравнительная таблица

№ турбин	Марка	D <sub>1</sub> , м	n, об/мин	H <sub>S</sub> , м	η <sub>н.о.</sub>	η <sub>н.рт.</sub>	n <sub>р</sub> , об/мин	n <sub>о</sub> , об/мин	B <sub>сп</sub> , м
1	ПЛ50-В	4,5	150	-10,12	0,949	0,92	117	116	13,18
2	ПЛ50-В	5	136,4	-2,94	0,95	0,946	118	116	14,64
3	ПЛ50-В	5,6	125	-4,74	0,951	0,944	121	116	16,4
4	ПЛ50-В	6	115,4	-1,20	0,952	0,95	120	116	17,57
5	ПЛД50-В60	4,5	150	-6,86	0,961	0,927	116	113	18,65
6	ПЛД50-В60	5	136,4	-10,70	0,963	0,913	117	113	20,73
7	ПЛД50-В60	5,6	125	-1,66	0,964	0,955	120	113	23,21
8	РО45-В	4	125	-0,05	0,966	0,965	86	82	16,11
9	РО45-В	5	100	0,13	0,97	0,96	86	82	20,14
10	РО45-В	5,6	85,7	0,23	0,971	0,959	82	82	22,56

где H<sub>S</sub> – высота отсасывания (пример расчета см в п. 3), м

B<sub>сп</sub> – ширина входа в спиральную камеру (рассчитывается по данным проточного тракта).

Из рассматриваемых вариантов по высоте отсасывания (H<sub>S</sub> ≥ -8 м) не подошли два варианта: ПЛ50-В-450 и ПЛД50-В-60°-500. В случаях ПЛД50-В-60°-560 и РО45-В рабочая точка не входит в зону работы). Варианты ПЛ50-В-500 и ПЛ50-В-560 имеют меньший среди оставшихся КПД. Сравним оставшиеся варианты и выберем наилучший.

Гидротурбина ПЛ50-В-600 с числом ГА Z = 3 является наиболее целесообразным выбором, т.к. имеет:

- больший КПД в рабочей точке
- большую высоту отсасывания
- меньшее число ГА и меньшие размеры спиральной камеры

Важным критерием является то, что для данной турбины имеется возможность доставить РК наземным транспортом.

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определим по формуле:

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S, \quad (3.13)$$

где Z<sub>нб</sub>(Q<sub>нб</sub>) – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания H<sub>S</sub> определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показал, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- работа минимального числа гидроагрегатов при максимальном напоре  $H_{\max}$  и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при расчетном напоре  $H_p$  и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при минимальном напоре  $H_{\min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H - k_\sigma + \Delta Z_{\text{х.пл}}, \quad (3.14)$$

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

$k_\sigma$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

$H$  – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ ;

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для турбины ПЛ50-В-600  $\Delta Z_{\text{х.пл}} = 0$ .

При  $H_{\max}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{448,05}{900} - 0,148 \cdot 41,90 - 1,5 = 2,13 \text{ м.}$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{448,30}{900} - 0,296 \cdot 32,20 - 1,5 = -1,20 \text{ м.}$$

При  $H_{\min}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{448,48}{900} - 0,272 \cdot 27,20 - 1,5 = 0,93 \text{ м.}$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили по кривой связи нижнего бьефа.

Рассчитывали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания. Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{\text{ПК}}(H_{\min}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\min})) + H_s(H_{\min}), \quad (3.15)$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}), \quad (3.16)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}). \quad (3.17)$$

Для турбины ПЛД50-В60°-400:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 448,48 + (0,93) = 449,41 \text{ м},$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 448,30 + (-1,20) = 447,10 \text{ м},$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 448,05 + (2,13) = 450,18 \text{ м}.$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса  $Z_{PK} = 447,10$ .

### 3.3 Расчёт гидрогенератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным [2]. Основные критерии, по которым производится выбор генератора, – это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины или находится в пределах  $\pm 10\%$ . На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения не найден генератор. Основные параметры гидрогенератора определены в следующем расчёте по [2].

Мощность турбины  $N = 63000$  кВт;

Синхронная частота вращения  $n = 115,4$ ;

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{63333}{0,85} = 75 \text{ МВА}, \quad (3.18)$$

где  $\cos\varphi = 0,81 - 0,9$ .

Число пар полюсов:

$$2p = \frac{6000}{n_{синхр}} = \frac{6000}{115,4} = 52. \quad (3.19)$$

Вычислим расчётную мощность

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 75 = 80 \text{ МВА}, \quad (3.20)$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий от  $\cos\varphi$ .

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{75 \cdot 10^3}{52} = 1,43. \quad (3.21)$$

Полусное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,43^{0,239} = 0,49 \text{ м}, \quad (3.22)$$

где  $A$  и  $\alpha$  – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,49 \cdot 52}{3,14} = 8,1 \text{ м}. \quad (3.23)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 8,1 \cdot 2 \cdot 115,4}{60} = 98 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (3.24)$$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{*\gamma}} = \frac{8,9}{1,43^{0,105}} = 8,57. \quad (3.25)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{синхр}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,57 \cdot 80}{3,14 \cdot 115,4 \cdot 8,1^2} = 0,85 \text{ м}. \quad (3.26)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому ближайшее значение  $l_a = 1,0 \text{ м}$ .

Внешний диаметр вала:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_a}{n_c}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{63333}{115,4}} = 106,4 \text{ см}. \quad (3.27)$$

Принимаем стандартную величину (округляем кратно 100 мм), таким образом  $d_B = 100 \text{ см}$ .

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 46 \cdot 8,1 \cdot 1 = 374,4 \text{ т}, \quad (3.28)$$

где  $\psi = (44 \div 50)$  для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом:

$$G_{\text{рот}} = 0,53 \cdot G_{\text{ген}} = 0,53 \cdot 374,4 = 198,4 \text{ т.} \quad (3.29)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) = 8,1 + 0,8 = 8,9 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-660/100-32. Основные размеры генератора занесены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Основные характеристики генератора СВ-660/100-32.

Элемент	Параметры	Значение
статор	$h_{\text{ст}}$	1,7
	$D_{\text{ст}}$	10,1
	$D_a$	8,94
верхняя крестовина	$h_{\text{в.к}}$	0,90
	$D_{\text{в.к}}$	10,2
подпятник	$h_{\text{п}}$	1,22
	$D_{\text{п}}$	3,26
нижняя крестовина	$h_{\text{н.к}}$	2,2
	$D_{\text{н.к}}$	9,25
надстройка	$h_0$	0,4
	$d_0$	1,63
кратер	$D_{\text{кр}}$	11,4
	$b$	0,4
исполнение	Зонтичное	

### 3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,267 \cdot D_1 = 2,267 \cdot 6 = 13,60 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Радиус спиральной камеры на входе:

$$R_{\text{вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 6 = 10,43 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Угол охвата спиральной камеры:  $\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ$ .

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 10,10 \text{ м,}$$

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{10,10}{2} = 5,05 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 8,85 \text{ м},$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{8,85}{2} = 4,43 \text{ м}. \quad (3.34)$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 6 = 2,10 \text{ м}. \quad (3.35)$$

Высота статора:

$$V_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,10 + 0,0033 \cdot 6 = 2,12 \text{ м}. \quad (3.36)$$

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

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta} = \frac{63333}{9,81 \cdot 32,2 \cdot 0,950} = 211,05 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.37)$$

где  $N$  – номинальная мощность турбины ( $N = 63000$  кВт).

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{211,05 \cdot 225}{360} = 131,91 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.38)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{V_{\text{вх}}} = \frac{131,91}{4,70} = 28,07 \text{ м}^2, \quad (3.39)$$

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad (3.40)$$

где  $k^2 = \frac{m_{\text{вх}}}{a_{\text{вх}}^2}$

$$b_i = m_i + b_0, \quad (3.41)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ. \quad (3.42)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.43)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i. \quad (3.44)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \text{tg}15^\circ. \quad (3.45)$$

Все вычисления, необходимые для построения спиральной камеры, представлены в таблице 3.7 и рисунке 3.1.

Таблица 3.7 – Расчет бетонной спиральной камеры.

	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	10,43	9,89	9,34	8,80	8,25	7,70	7,16	6,61	6,06	5,52	4,97	4,43
ai	5,38	4,84	4,29	3,75	3,20	2,65	2,11	1,56	1,01	0,47	-0,08	-0,63
mi	3,09	2,78	2,46	2,15	1,84	1,52	1,21	0,90	0,58	0,27	-0,05	-0,36
bi	5,19	4,88	4,56	4,25	3,94	3,62	3,31	3,00	2,68	2,37	2,05	1,74
rk	5,88	5,79	5,71	5,63	5,54	5,46	5,37	5,29	5,21	5,12	5,04	4,95
rk/ra	1,16	1,15	1,13	1,11	1,10	1,08	1,06	1,05	1,03	1,01	1,00	0,98
ln(rk/ra)	0,15	0,14	0,12	0,11	0,09	0,08	0,06	0,05	0,03	0,01	0,00	-0,02
ri/ra	2,07	1,96	1,85	1,74	1,63	1,53	1,42	1,31	1,20	1,09	0,98	0,88
ln(ri/ra)	0,73	0,67	0,62	0,55	0,49	0,42	0,35	0,27	0,18	0,09	-0,02	-0,13
bln(ri/ra)	3,77	3,28	2,81	2,36	1,93	1,53	1,15	0,81	0,49	0,21	-0,03	-0,23
rk*ctgY	21,94	21,62	21,31	21,00	20,68	20,37	20,06	19,74	19,43	19,12	18,80	18,49
rk*ctgY*ln(rk/ra)	3,33	2,97	2,62	2,27	1,92	1,58	1,25	0,92	0,59	0,27	-0,05	-0,36
ji	3,80	3,35	2,93	2,51	2,12	1,74	1,39	1,06	0,75	0,48	0,24	0,04
$\varphi_i$	225,00	198,68	173,26	148,81	125,43	103,20	82,24	62,69	44,70	28,48	14,25	2,34
Qi	131,91	116,48	115,03	113,30	111,18	108,53	105,12	100,55	94,06	84,03	66,03	21,66



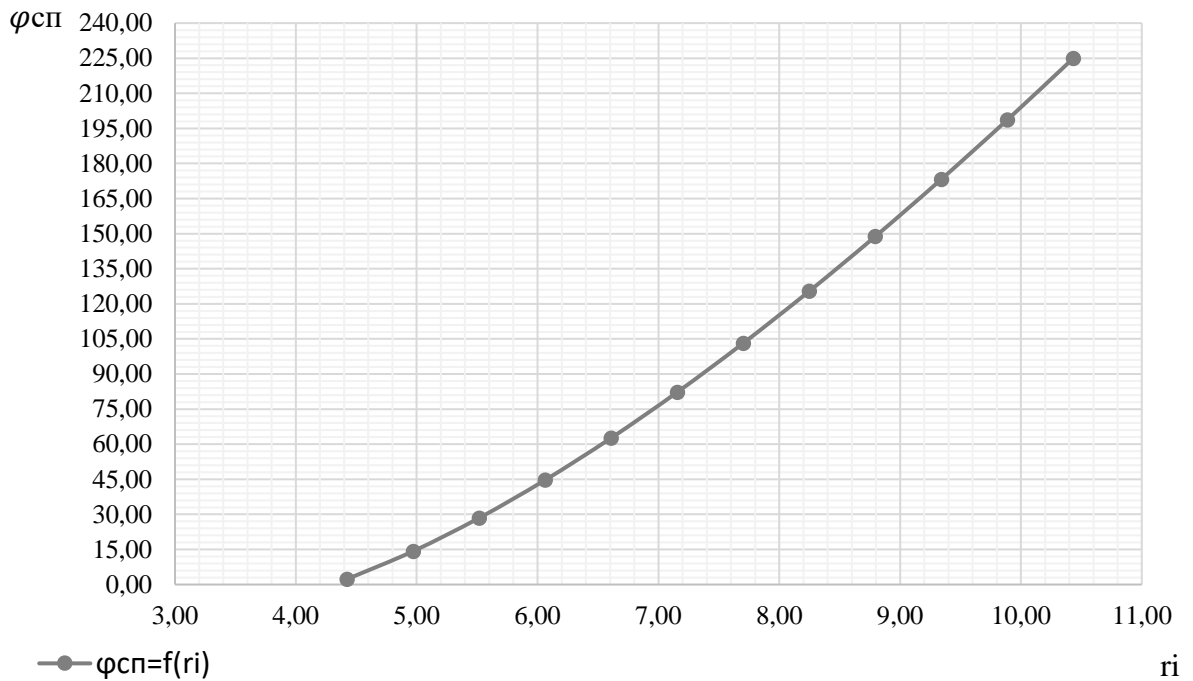


Рисунок 3.1 –  $\varphi_{сп} = f(r_i)$ .

Далее необходимо получить значения для построения плана спирали. Для этого разобьём угол охвата спиральной камеры через интервалы  $15^\circ$  и найдём соответствующее каждому углу значение  $r$ . Результаты расчета представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Построение графика зависимости  $\varphi_i$  от  $r_i$ .

$r_i$	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
$\varphi_i$	4,43	5,01	5,56	6,07	6,54	6,96	7,37	7,75	8,11	8,47	8,82	9,16	9,49	9,81	10,12	10,43

Ширина спиральной камеры на входе из ГУХ:

$$B_{сп} = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 6 = 17,57 \text{ м.} \quad (3.46)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,828 \cdot D_1 = 4,828 \cdot 6 = 28,97 \text{ м.} \quad (3.47)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 6 = 17,50 \text{ м.} \quad (3.48)$$

По результатам расчета был построен чертеж спиральной камеры.

### 3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор МНУ и ЭГР

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность произвели с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.49)$$

где  $[\tau_{доп}] = 30 \div 35$  МПа.

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 63333}{115,4} = 5,35 \text{ кН} \cdot \text{м}, \quad (3.50)$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{5,35}{30} \right)^{0,33} = 0,969 \text{ м}. \quad (3.51)$$

Полученное значение диаметра округлили до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм). Для соблюдения равенства диаметра фала генератора ( $d_B = 1,0$  м) и турбины округлим примем  $D_g = 1000$  мм.

#### 3.5.2 Расчёт сегментного подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left( \frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 63333}{115,4 \cdot 6} = 73,18 \text{ кН}. \quad (3.52)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_n$ , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_g$ , поэтому  $d_n = 1020$  мм.

Для сегментного подшипника предварительно выбирается число и высота сегментов по таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Число и высота сегментов для различных  $D_g$

$D_B$ , мм	500 – 800	850 – 1100	1200 – 1600	1700 – 2200
$h_{п}$ , мм	30	400	500	600
$Z_{сегм}$	8	8	10	12

$h_{п} = 400$  мм;  $Z_{сегм} = 8$  шт.

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha)} = \frac{73,18}{1+2\cos(45^\circ)+2\cos(2 \cdot 45^\circ)} = 21,68 \text{ кН}, \quad (3.53)$$

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ, \quad (3.54)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов.

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{73,18}{0,34 \cdot 0,4} = 537,58 \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа}, \quad (3.55)$$

где  $l_{\text{сегм}}$  – длина сегмента в окружном направлении;

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_n}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 1,02}{8} = 0,34 \text{ м}, \quad (3.56)$$

$$[p_{\text{уд}}] = \frac{50 \cdot \pi \cdot n_{\text{снх}} \cdot d_n}{30} = \frac{50 \cdot 3,14 \cdot 115,4 \cdot 1,02}{30} = 616,01 \text{ кПа}. \quad (3.57)$$

Условие выполнено, следовательно, подшипник выбран верно.

### 3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ). МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака. Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле. МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов.

По номограмме определили тип маслонапорной установки для напора 41,9 м и  $D1 = 6$  м: МНУ 12,5/1-40-12,5-2, где:

12,5 – объем гидроаккумулятора

1 – количество гидроаккумуляторов

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см<sup>2</sup>

12,5 – вместительность сливного бака в м<sup>3</sup>

2 – количество насосов.

### 3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина поворотно-лопостная, то выбирается ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами, выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-150-4, где:

2 и 1 – управляющая колонка 2 и 1

150 – диаметр главного золотника в мм

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

При проектировании электрической станции, одним из главных этапов является выбор главной схемы электрических соединений. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость (т.е. приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

Для проектируемой ГЭС будут рассмотрены 2 структурных схемы электрических соединений: с одиночным и укрупненным блоками. Данные схемы представлены на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

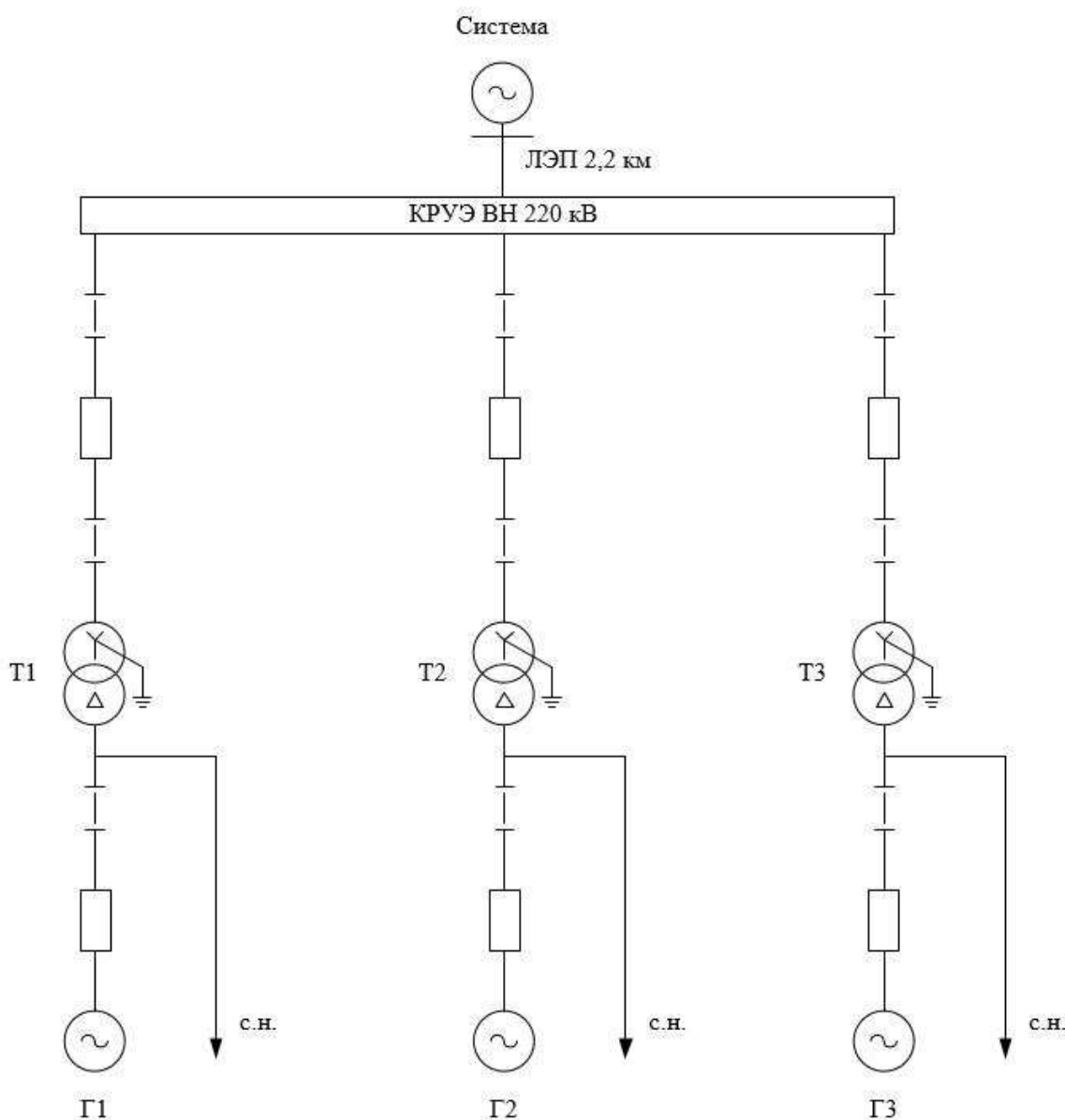


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

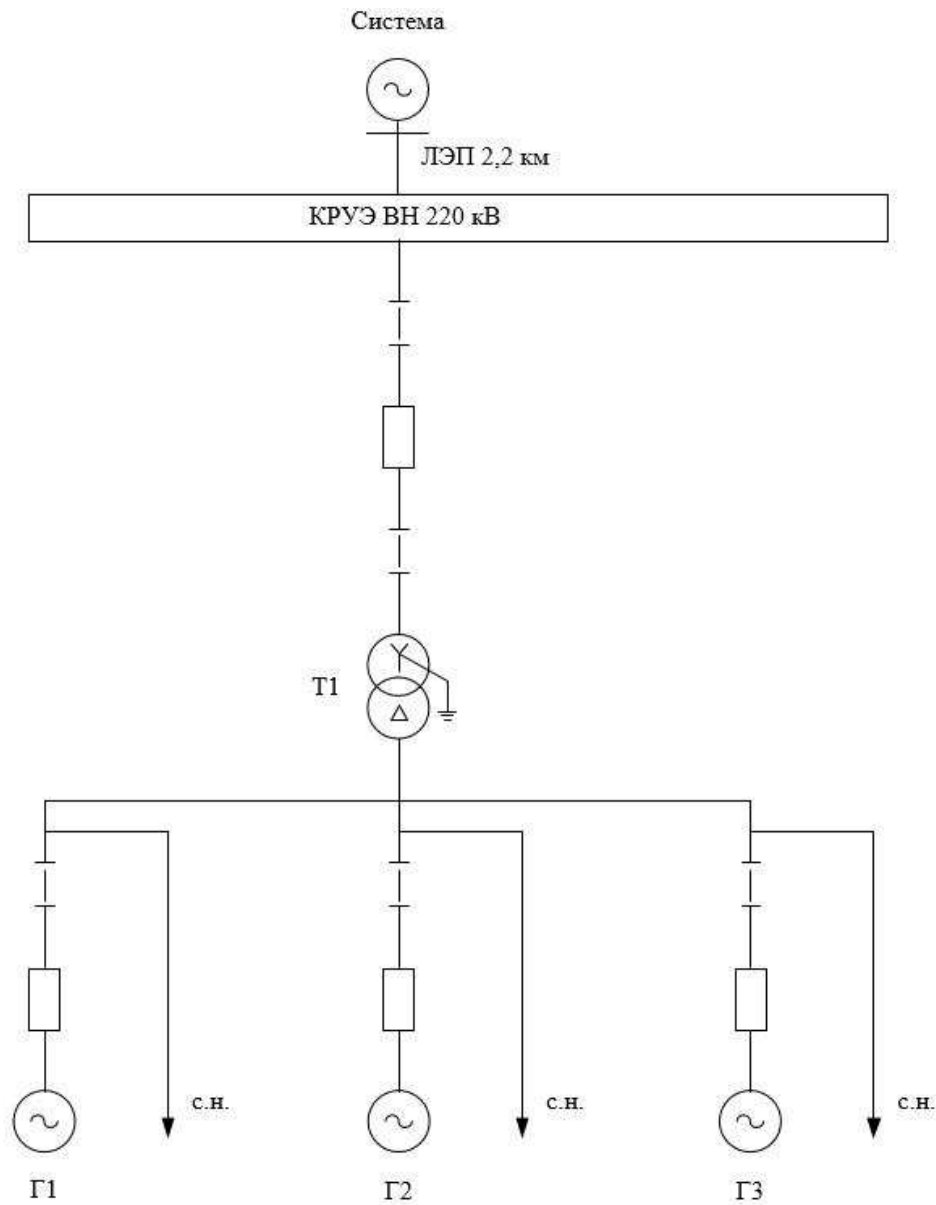


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-660/100-32. Данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-660/100-32

Номинальная мощность		$U_{ном}$	$\cos\varphi$	$X'_d$	$X''_d$	$X_d$
S, МВА	P, МВт	кВ	о.е.	%	%	%
80	64	13,8	0,8	34	22	110

#### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{64 - 1,9}{0,8} = 77,625 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220-У1 марки ООО «Трансинжиниринг». Данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U, \text{ кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{вн}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{ кВ}$					
80	242	13,8	11,0	0,3	40	310	111,84

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ :

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов;

$T_{\text{пл}} = 30$  ч – время плановых простоев блока;

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока;

$T_{\text{в}} = 60$  ч – среднее время аварийно-восстановительных работ.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,04 \cdot 8728,5 = 523,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{Т}} = 1$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{K}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,31}{1} \cdot \left( \frac{77,625}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 701,94 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{H}} \cdot \beta_2, \quad (4.6)$$

где

$$\beta_1 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч});$$

$$\beta_2 = 0,11 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч});$$

$$И_{(1)} = 523,74 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 701,94 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 8,47 \text{ тыс. руб./год},$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 4 \cdot 3,91 = 11,73 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где  $n = 4$  – количество блоков.

#### 4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{T ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} = 2 \cdot \frac{64 - 1,9}{0,8} = 155,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220-У1. Данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220-У1

$S_{\text{ном}},$ МВ · А	$U_{\text{H}},$ кВ		$U_{\text{K}},$ %	$\Delta P_{\text{K}},$ кВт	$\Delta P_{\text{xx}},$ кВт	$I_{\text{x}},$ %
	$U_{\text{BH}}$	$U_{\text{HH}}$				
200	242	13,8	11	580	140	0,4

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,14 \cdot 8727 = 2443,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

где  $t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727$  ч.

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{Т ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,580}{1} \cdot \left( \frac{155,2}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 420 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$И_{(1)} = \Delta W_{xx} \cdot \beta_1 + \Delta W_H \cdot \beta_2 = 2443,56 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} + 420,26 \cdot 0,11 \cdot 10^{-2} = 22,45 \text{ тыс. руб./год,}$$

$$И_2 = n \cdot И_{(1)} = 1 \cdot 22,45 = 22,45 \text{ тыс. руб./год,} \quad (4.10)$$

где  $n = 1$  – количество блоков.

#### 4.2.4 Выбор трансформатор собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия обеспечения одним ТСН собственных нужд всей станции.

Мощность трансформатора СН:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot n_{\Gamma} \cdot \frac{P_{\Gamma ном}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 0,01 \cdot 4 \cdot \frac{64}{0,8} = 232,9 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{с.н.} \leq S_{ТСН}. \quad (4.12)$$

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-3500/13,8. Данные трансформатора представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-3500/13,8

$S_{ном}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_{н'}, \text{ кВ}$		$U_{к}, \%$
	$U_{вн}$	$U_{нн}$	
2,5	13,8	6,3	2,5

#### 4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\Gamma} \cdot n_{\Gamma} - S_{сн}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{нат}} + 1 = \frac{(64 \cdot 4 - 1,9) \cdot 0,8}{1,2 \cdot 135} + 1 = 2,2 \approx 3, \quad (4.13)$$

где  $k = 1,4$  – коэффициент приведения натуральной мощности линий электропередач (при номинальном напряжении 220 кВ);

$P_{нат} = 135 \text{ МВт}$  – натуральная мощность линий электропередач.



Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{232,875}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 204 \text{ А.} \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 204 \cdot 1 \cdot 1,05 = 214 \text{ А,} \quad (4.15)$$

где  $\alpha_T = 1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{214}{1,1} = 195 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

где  $j_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$  – нормированная плотность тока.

Выбран провод АС-240/39, допустимый продолжительный ток которого 605 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км  $x_0 = 43,5 \text{ Ом}$ , удельное активное сопротивление на 100 км  $r_0 = 11,8 \text{ Ом}$ , проводимость  $b_0 = 2,64 \cdot 10^{-4} \text{ См}$ , число проводов в фазе  $n_{\text{п}} = 1$ .

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{232,9}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 305 \text{ А.} \quad (4.17)$$

Так как  $I_{\text{ав}} < I_{\text{доп}}$ , выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

#### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Стоимость выбранных трансформаторов и КРУЭ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2020 года, цены на оборудование представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость млн. руб.
ТДЦ-200000/220-У1	232,26
ТДЦ-80000/220-У1	111,84
ТС-2500/13,8	22,93
КРУЭ-220	104,7

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_T + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + m \cdot K_{\text{ТСН}}, \quad (4.18)$$

где  $n = 3$  – количество блочных трансформаторов;

$K_{\text{тр}}$  – стоимость одного блочного трансформатора;

$m = 8$  – количество трансформаторов собственных нужд;

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

$t =$  – количество ячеек КРУЭ;

$K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 3 \cdot 111840 + 8 \cdot 104,7 + 8 \cdot 22,93 = 1241600 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_T + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + m \cdot K_{\text{ТСН}}, \quad (4.19)$$

где  $n = 2$  – количество блочных трансформаторов;

$K_{\text{тр}}$  – стоимость одного блочного трансформатора;

$m = 3$  – количество трансформаторов собственных нужд;

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

$t = 6$  – количество ячеек КРУЭ;

$K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 2 \cdot 232260 + 6 \cdot 104700 + 3 \cdot 22930 = 929000 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$\begin{aligned} Z_1 &= E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 1241600000 + 11730 = \\ &= 186255030 \text{ тыс. руб.,} \end{aligned} \quad (4.20)$$

где  $E = 0,15$  – коэффициент сравнительной эффективности для электроэнергетики.

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$\begin{aligned} Z_2 &= E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 929000000 + 22450 = \\ &= 139377550 \text{ руб./год.} \end{aligned} \quad (4.21)$$

$$\begin{aligned} \Delta Z &= \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{186255030 - 139377550}{186255030} \cdot 100\% = \\ &= 25,17\% > 5\%. \end{aligned} \quad (4.22)$$

$$P = \frac{3_1 - 3_2}{3_1} \cdot 100\% = \frac{186255030 - 139377550}{186255030} \cdot 100\% = 25,17\% \quad (4.23)$$

Поскольку разница капиталовложений между одиночным блоком и укрупненным блоком более 5 %, а именно 25,17 % – варианты являются экономически не равноценными, но для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем одиночный блок.

#### 4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ-220 кВ:

- 3 одиночных блока;
- 3 ВЛЭП

Итоговое число присоединений равно 6. При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими системами сборных шин представлен на рисунке 4.3.

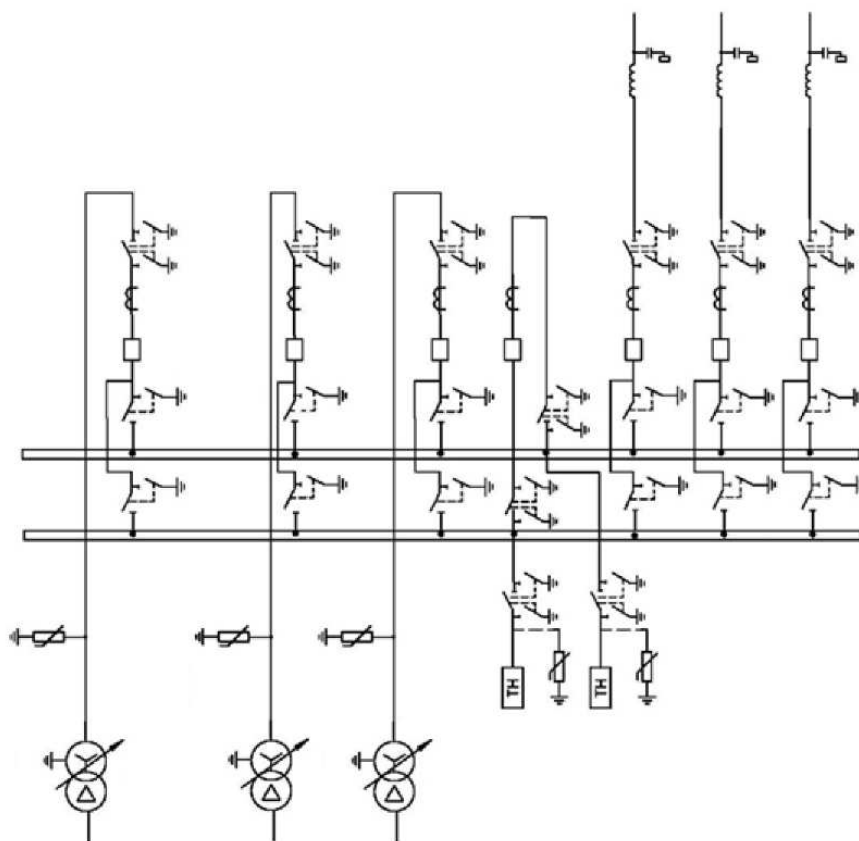


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ

## 4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{80} = 0,524 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,53 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Система:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{250} = 211,6 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 2,2 = 0,96 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{с}} = E_{*\text{с}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.29)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,06. \quad (4.30)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,524}{0,045 \cdot 314} = 0,037 \text{ Ом,} \quad (4.31)$$

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{*\text{с}}}{T_{\text{а,}\text{с}} \cdot \omega} = \frac{211,6}{0,035 \cdot 314} = 19,25 \text{ Ом,} \quad (4.32)$$

$$r_{л} = r_{0,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 2,2 = 0,26 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

$$r_{Т} = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,31 \cdot 242^2}{80^2} = 2,84 \text{ Ом}. \quad (4.34)$$

#### 4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		14
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		14
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор 3		14
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок 1		14
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		14
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок 3		14
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ 220 кВ		230
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		230

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Генератор 2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Генератор 3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок 1 - КРУЭ 220 кВ	2,84	80,53					0,057
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок 2 - КРУЭ 220 кВ	2,84	80,53					0,057
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок 3 - КРУЭ 220 кВ	2,84	80,53					0,057
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ 220 кВ - Система	0,26	0,96					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,037	0,524	0,037	0,524	0,111	1,572	15,590
2			2	Генератор 2	2	0,037	0,524	0,037	0,524	0,111	1,572	15,590
3			3	Генератор 3	3	0,037	0,524	0,037	0,524	0,111	1,572	15,590
4			4	Генератор 4	4	0,037	0,524	0,037	0,524	0,111	1,572	15,590
5			5	Система	8	19,250	211,600	19,250	211,600	19,250	211,600	230,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7-4.9 и сведены в таблицу 4.6.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	1					34,3540	-85,97

Рисунок 4.7 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на генераторе

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1		1ф	7					3,2108	-87,65			3,2108	-87,65			3,2108	-87,65

Рисунок 4.8 – Результат расчёта токов однофазного КЗ на РУ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	7					6,4685	-87,66

Рисунок 4.9 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на РУ

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{кз}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 3,21 \cdot 3 = 9,63 \text{ А.} \quad (4.35)$$

Таблица 4.6 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Тип ТКЗ	$I_{п.о.}, \text{кА}$	$K_{уд}$	$i_y$
1ф	КРУЭ 220 кВ	9,63	1,7	23,42
3ф	КРУЭ 220 кВ	6,47	1,7	15,74
3ф	Вывода генераторов 13,8 кВ	34,35	1,95	94,73

#### 4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} = 1,05 \cdot 3,35 = 3,518 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max(РУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{0,95 \cdot \sqrt{3} U_{тр,ном}} = \frac{80 \cdot 10^3}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,201 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{232,9 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,204 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{232,9 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,306 \text{ кА.} \quad (4.39)$$

## 4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

### 4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}, \quad (4.40)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}, \quad (4.41)$$

$$V_{\text{к,ном}} \geq V_{\text{к,расч}}. \quad (4.42)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость (см. табл. 4.7).

Для генераторного напряжения выбираем комплекс аппаратный генераторный КАГ-20-90/6300УЗ производства компании Pairon Technology, Воронежская область. В состав КАГ входят:

- полюс выключателя
- полюсь разъединителя (со стороны блочного трансформатора)
- два полюса заземлителя (со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора)
- ограничитель перенапряжения нелинейный (со стороны блочного трансформатора)
- два конденсатора (со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора)
- трансформаторы напряжения (со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора).

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Параметр	КАГ
$U_{уст}, \text{кВ}$	13,8	$U_{ном}, \text{кВ}$	20
$I_{раб.мах}, \text{А}$	3518	$I_{ном}, \text{кА}$	6300
$I_{п0}, \text{кА}$	34,29	$I_{дин}, \text{кА}$	90
$i_y, \text{кА}$	94,08	$i_{дин}, \text{кА}$	230
$I_{пт}, \text{кА}$	Проверка не требуется	$I_{откл. ном}, \text{кА}$	90
$i_{ат}, \text{кА}$	38,83	$i_{а, ном}, \text{кА}$	115
$B_k = I_{п0}^2 \cdot t_{отк} + t_{рз}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$34,29^2 \cdot (0,03 + 0,04) = 82,31$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$90^2 \cdot 3 = 24300$

#### 4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТОЛ-20-М производства компании Raigon Technology. Проверка трансформатора тока ТОЛ-20-М представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{Г} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{Г.раб} = 3746 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$

Выбирается трансформатор напряжения ЗНОЛП-3 производства компании Raigon Technology. Проверка трансформатора тока ЗНОЛП-3 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{Г} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-35 УХЛ1 марки ОАО «Разряд».



### 4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице 4.10.

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

### 4.9 Выбор параметров КРУЭ

По имеющимся данным для КРУЭ 220 кВ принимаются ячейки ЯГГ-220 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Шкафы управления КРУЭ оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать систему «Цифровая подстанция» согласно МЭК 61850. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в КРУЭ могут быть как электромагнитными с МОУ устройствами, так и полностью цифровыми. Каталожные данные ячейки КРУЭ 220кВ представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные
	ЯГГ-220
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 306 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 12,25 \text{ кА}$	$i_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 29,45 \text{ кА}$	$i_{\text{T}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 12,25^2 \cdot (0,03 + 0,04) = 10,50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## 5 Устройства релейной защиты и автоматики

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.

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

В таблицах 5.1 – 5.2 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформатора Катуньской ГЭС.

Таблица 5.1 – Паспортные данные генератора СВ-660/100-32

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	80
	активная, МВт	64
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности, о. е.		0,85
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		88,2
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		2870
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1165
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		325
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	1,10
	переходное, о. е.	0,22
	сверхпереходное, о. е.	0,34
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,20
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,9

Таблица 5.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220-У1

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	80
Номинальное напряжение, кВ	242/13,8
Напряжение короткого замыкания, %	11,0
Группа соединения	D/Ун-11

### 5.2 Перечень защит основного оборудования

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

- Защиты генератора СВ-660/100-32 – 80 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-80000/220-У1:
  - 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 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).
    - Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:
      - Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

### 5.3 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{64/0,8}{\sqrt{3}\cdot 13,8} = 3,35 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}}I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1\cdot 3350}{4000/5} = 4,18 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Для схем самовозбуждения рассчитываем мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ТВ}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{983}{1,2255} \cdot 190 = 152,4 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 160 кВА из стандартного ряда.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{вн ТВ}} = \frac{S_{\text{ном,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{160}{\sqrt{3}\cdot 13,8} = 6,69 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

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

Выполним пересчет тока трансформатора возбуждения:

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

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{486,2}{500/5} = 4,86 \text{ А.} \quad (5.7)$$

## 5.4 Описание защит и расчёт их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_{НОМ} = 3350$  А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 4000/5$  А.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3350 = 167,5 \text{ А}, \quad (5.8)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{СР.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H = 0,1 \cdot 3350 = 335 \text{ А}, \quad (5.9)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{СР.0} = 0,17 \cdot I_H = 0,17 \cdot 3350 = 570$  А.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 11133,82 = 1113 \text{ А}, \quad (5.10)$$

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

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

$K_{ОДН} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,34} \cdot 3350 = 11133,82 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НВ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T} = \frac{1113 \cdot 2}{11133} = 0,2, \quad (5.12)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,57 \text{ а.} \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,17}{0,3} = 0,5. \quad (5.14)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

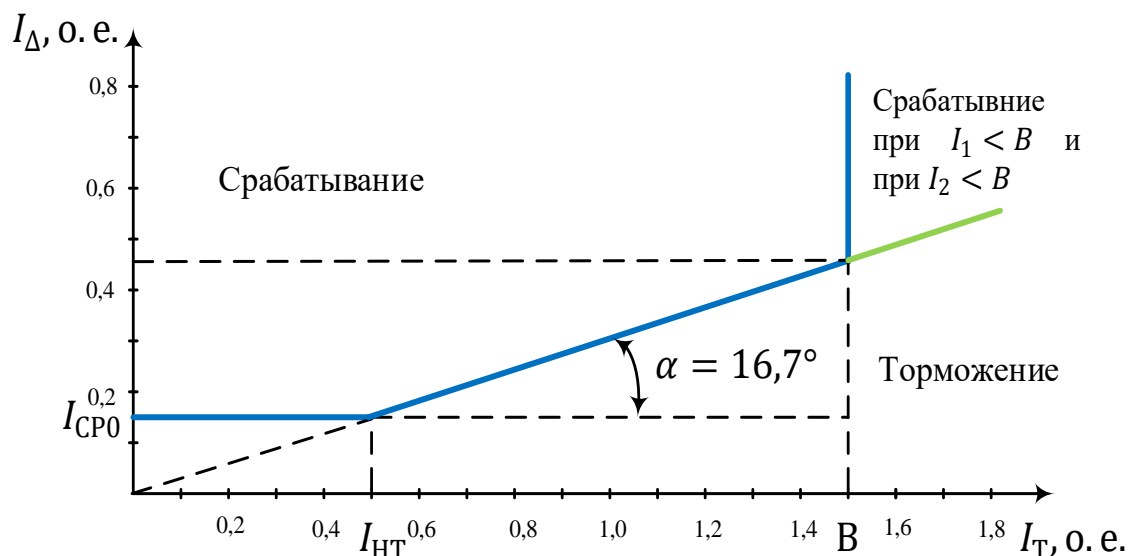


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{\text{ОТС}} = (2 \div 12) \cdot I_{\text{ном}}$ .

Принимаем уставку:  $I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3350 = 20100 \text{ А}$ .

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

#### 5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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; 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.

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

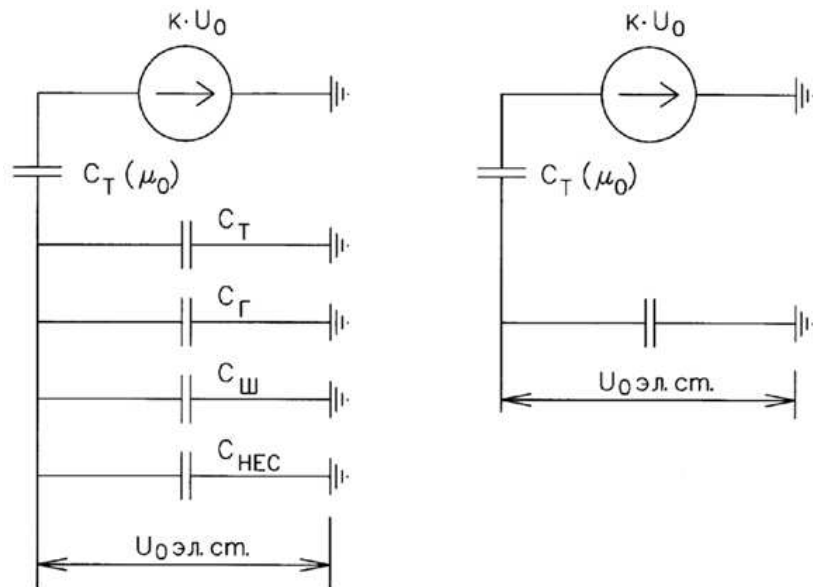


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0 \text{ эл.ст.}}$ .

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,2653 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.15)$$

где  $C_G$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю.

$C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю.

$C_{ш}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле.

$C_{в.г}$  – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ.

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,2653} = 219, \quad (5.16)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.17)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,2653 = 9,49 \text{ А}. \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}}{n_{ТН}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 219}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 4,34 \text{ В}, \quad (5.19)$$

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

$n_{ТН}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

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

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники 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

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



$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,2+2} = 0,313 \text{ о. е.} \quad (5.20)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

#### 5.4.3 Защита от повышения напряжения

1) Уставка защиты  $U_{2>}$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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

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

Уставка  $U_{1>}$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.22)$$

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.

#### 5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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  $I_{2-}$ :

$$I_{2-} = I_2/I_H, \quad (5.23)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = A/I_2^2, \quad (5.24)$$

где  $A = 30$  – 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:  $I_{2\text{СИГН}} = (0,05 - 0,07); I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}$ .

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:

$$I_2 = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.25)$$

Уставка равна:

$$I_{2\text{ПУСК}} = \frac{I_2}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.26)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.27)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{2\text{ПУСК}} = 0,15$ :  $t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889$  с.

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{A_{\text{ИЮ}}}{(I_2)^2}, \quad (5.28)$$

$$A_{\text{ИЮ}} = 20 = I_2^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

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

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности, $I_2/I_H$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с), $t_{CP}$	20	56	80	125	222	500

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

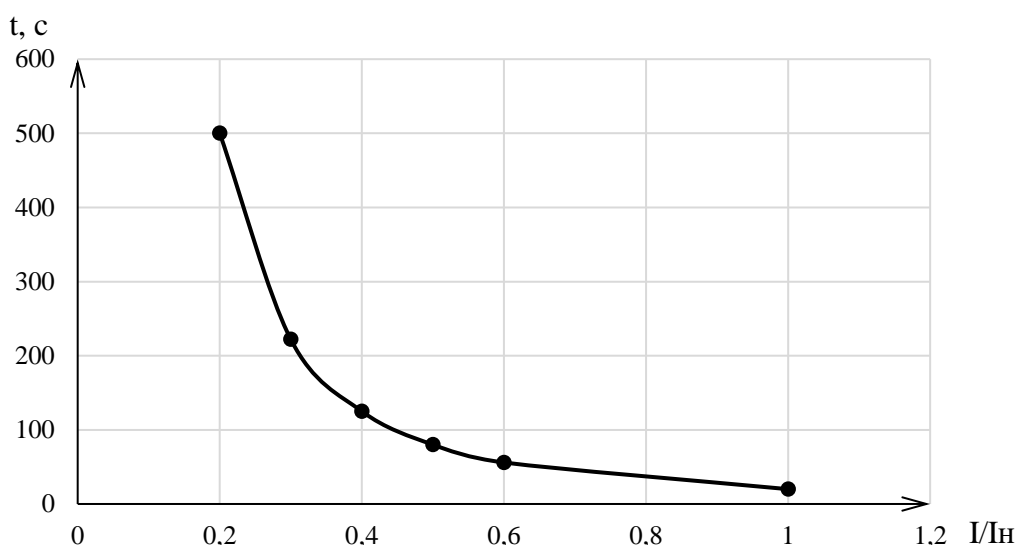


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{мин.} = 20$  с,  $t_{макс.} = 500$  с.

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

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d'ВН}'' + X_{\Gamma} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.29)$$

где

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 0,96 \cdot \frac{80}{242^2} = 0,0013;$$

где

$X_{d'ВН}'' = X_{d''} \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,34 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 104,56$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_{\Gamma}$  – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{80}{80} = 0,11$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (104,56 + 0,11 + 0,0013)} = 0,0037 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0024 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,13. \quad (5.31)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию  $I_{2с.з.} = 0,25$ .

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 МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и

выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H \quad (5.32)$$

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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H \quad (5.33)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

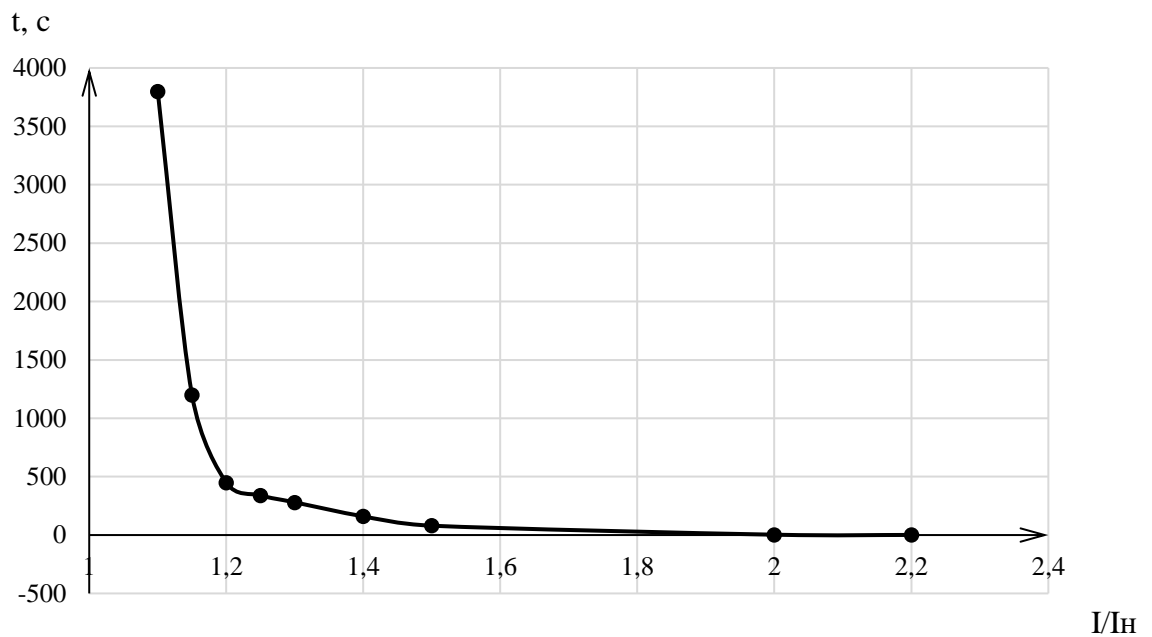


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок  $I_1$

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.34)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_{\Gamma} <$ . Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.35)$$

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

#### 5.4.6 Дистанционная защита генератора

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Катуньская ГЭС – Катунь:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 80,53 + \frac{0,8}{3} \cdot 0,99 = 64,69 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

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

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{58,4}{80} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{58,4}{242^2} \cdot 4,51 = 0,088$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,088 \cdot 2,38 = 0,21 \text{ Ом} \quad (5.37)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{80} = 2,38$ .

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,21 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,22 \text{ Ом} \quad (5.38)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,22 \text{ Ом}$ .

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3350} = 2,38 \text{ Ом},$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 2,38 \cdot \frac{\frac{4000}{13,8}}{0,1} = 13,8 \text{ Ом}. \quad (5.39)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,57 - 0,95}{1,10} = 1,99, \quad (5.40)$$

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

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.41)$$

Во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = Z_{\text{НАГР.}\Phi} \cdot Z_{\text{Б}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,38 \cdot 2,38 \cdot \frac{\frac{4000}{13,8}}{0,1} = 5,24 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337. \quad (5.43)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,31^\circ$ .  
Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:



$$Z_{2\text{сз}} = \frac{Z_{\text{нагр.}\phi}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.44)$$

$$Z_{2\text{сз}} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot 2,38 = 0,833 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2\text{сз}} = \frac{Z_{\text{с.з.}} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,833 \cdot 4000 / 5}{13800 / 100} = 4,83 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Принимаем уставку  $Z_2 = 4,83 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{см}1} = 0,18 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{см}2} = 0,72 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

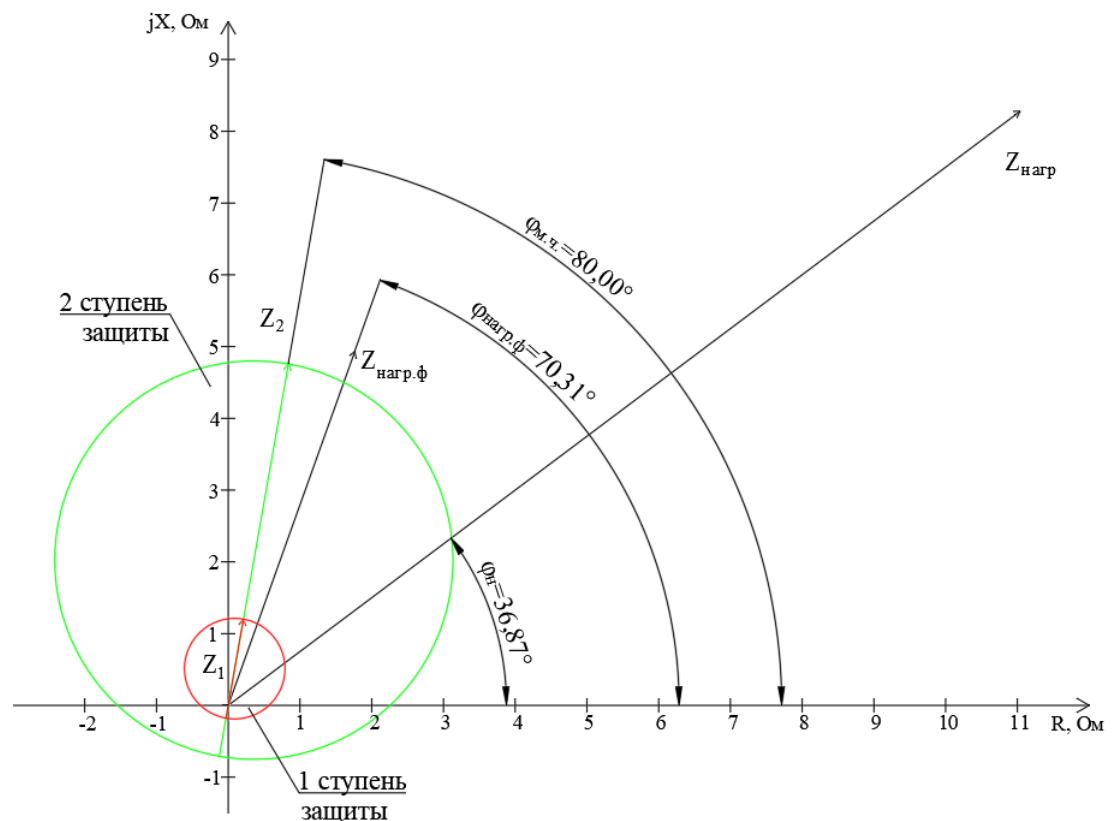


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

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

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

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на картинке 5.6. В таблице 5.5 представлена перегрузочная способность обмотки ротора.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

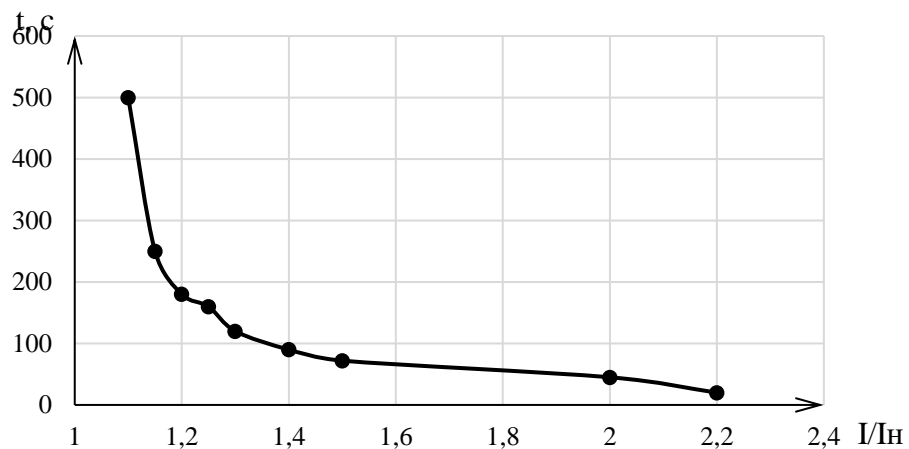


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

### 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Катуньской 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.

### 5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в таблицах 5.6-5.7 соответственно.

Продолжение таблица 5.6 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	I $\Delta$ G	Ток срабатывания, I <sub>ср.0</sub>	0,15 · I <sub>Н</sub>	0,50 А
		Коэффициент торможения, K <sub>Т</sub>	0,3	-
		Уставка начального торможения, I <sub>НТ</sub>	0,5 · I <sub>Н</sub>	1,68 А
		Тормозной ток, В	1,5 · I <sub>Н</sub>	5,03 А
		I <sub>отс</sub>	6 · I <sub>Н</sub>	20,10 А

Окончание таблицы 5.6

Защиты			Уставки		
Обозначение	Наименование		Относительные единицы	Именованные единицы	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$		Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,23 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_H$	0,60 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	0,84 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,58 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,69 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,129 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_1$	0,088	1,22 Ом
			$Z_{СМ1}$	$0,15 \cdot Z_1$	0,18 Ом
		2 ступень	$Z_2$	0,35	4,83 Ом
			$Z_{СМ2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,72 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_P$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,20 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,35 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,91 А

Таблица 5.7 – Матрица отключений

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

## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Назначение класса ГТС

Класс ГТС назначают в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 02.11.2013 №986. Критерии выбора класса ГТС представлены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерий	Параметр	Класс
1. Тип грунта основания и высота сооружения	Скальный, 43 м	III
2. Мощность	190 МВт	III
3. Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС	Свыше 3000	I

При сопоставлении критериев выбирается наивысший класс сооружения. По данным таблицы 6.1 принимаем для проектируемого гидротехнического сооружения I класс.

### 6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

где  $\Delta h_{\text{set}}$  – высота ветрового нагона;

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

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,7$  м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где  $v = 26$  м/с – расчетная скорость ветра;

$K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 2,64 \cdot 10^{-6}. \quad (6.4)$$

$L = 4840$  м – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$ ;

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{490 - 447}{2} = 21,5 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{26^2 \cdot 4840}{9,81 \cdot 21,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,041 \text{ м}$$

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

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 4840}{26^2} = 70,2 \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{26} = 8149,84 \quad (6.7)$$

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

По верхней огибающей кривой графика снимаем величины  $\frac{gL}{g^2}$  и  $\frac{gt}{g}$  для полученных значений  $\frac{gL}{g^2}$  и  $\frac{gt}{g}$ , результаты которых представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты, полученные из графика

Параметр	$\frac{gL}{v^2} = 70,2$	$\frac{gt}{v} = 8149,84$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,5	3,8
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,016	0,075

Принимаем наименьшие значения  $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,016$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 1,5$  и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,016 \cdot v^2}{g} = \frac{0,016 \cdot 26^2}{9,81} = 1,1 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,5 \cdot v}{g} = \frac{1,5 \cdot 26}{9,81} = 3,975 \text{ с.} \quad (6.9)$$

Найдём среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,975^2}{2 \cdot 3,14} = 24,68 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Проверка на глубоководность:

$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}$ ;  $21,5 \geq 12,34$  условие выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,1 \cdot 1,1 = 2,31 \text{ м} \quad (6.11)$$

где  $k_i = 2,1$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{g^2}$ .

Превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,041 + 2,31 + 0,7 = 3,05 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины равна:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 490 + 3,05 = 493,05 \text{ м,}$$

Принимаем  $\nabla_{\text{ГБП}} = 493,05 \text{ м.}$

### 6.3 Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$ ; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$

Расходы определяем из таблицы 6.3 в соответствии с рисунком 6.1

Таблица 6.3 – Отм. УНБ = f(Q<sub>НБ</sub>)

P, %	0,01	0,1	0,5	Сан. попуск
Q, м <sup>3</sup> /с	1940,32	1792,76	1264	100
∇ <sub>НБ</sub> , м	452,52	452,29	451,41	447,66

Расчетные случаи	Классы сооружений			
	I	II	III	IV
Основной	0,1	1,0	3,0	5,0
Поверочный	0,01*	0,1	0,5	1,0

Рисунок 6.1 – Ежегодные вероятности превышения расчётных максимальных расходов воды, %

Следовательно:

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1792,76 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 1940,32 \text{ м}^3/\text{с}.$$



## 6.4 Расчет пропускной способности гидроузла, включая заглубленные водопропускные отверстия для сработки полезного объема водохранилища и притока за период от НПУ до УМО

### 6.4.1 Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.

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

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}) = 490 - 452,29 = 37,71 \text{ м} > 32,75 \text{ м}, \quad (6.12)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}}) = 492 - 452,52 = 39,48 \text{ м} > 32,75 \text{ м}. \quad (6.13)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты

Значение  $H_{\text{мин}}^{\text{турб}}$  определено по режимному полю.

Определим расход через один гидроагрегат при основном  $Q_{\text{осн}}^{\text{га}}$  и поверочном  $Q_{\text{пов}}^{\text{га}}$  расчетном случае, используя формулу мощности:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{190000}{3 \cdot 9,81 \cdot (37,71 - 0,43) \cdot 0,917} = 117,1 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.14)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{190000}{3 \cdot 9,81 \cdot (39,48 - 0,43) \cdot 0,917} = 114 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.15)$$

Согласно [3] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов -  $m$ , должно быть не более:

$m = (n - 2)$  при числе гидроагрегатов ГЭС меньше 6  
следовательно,  $m = 3 - 1 = 2$ .

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 117,1 \cdot 2 = 234,2 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 114 \cdot 2 = 228 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = 1792,76 - 234,2 - 516 = 899 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.16)$$

$$Q_c = (V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}) / T_{\text{ср}} = (3,70 + 1,65) \cdot 10^9 / 10368000 = 516 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.17)$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 1940,32 - 228 - 516 = 1064 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.18)$$

#### 6.4.2 Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла

Задается диаметр водовыпускного отверстия  $D$  от 1 до 5 м.

Принимается  $D = 4,0$  м.

Принимается отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее  $\frac{D}{2} + 2 = 2 + 2 = 4$  м.

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пол.гал.}} + h_{\text{гал.}} + 4,5 = 447,00 + 4 + 3,5 = 454,50, \quad (6.19)$$

где  $\nabla_{\text{ЦО}}$  – отметка ЦО;

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

$h_{\text{гал.}}$  – высота галереи.

Напор над центром выходного сечения водовыпуска  $H$ .  $H$  – разность отметок и центра водовыпускного отверстия ЦО:

$$H = \frac{(\text{НПУ} + \text{УМО})}{2} = \frac{(490 + 477,18)}{2} = 29,09 \text{ м.} \quad (6.20)$$

Необходимо определить расход через отверстие:

$$Q_{\text{вв}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 12,6 \cdot (2 \cdot 9,81 \cdot 29,09)^{0,5} = 240,81 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.21)$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода 0,8;

$\omega$  – площадь водовыпускного отверстия диаметром 4,0 м.

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2^2 = 12,6 \text{ м}^2. \quad (6.22)$$

Далее нужно определить количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода  $Q_{\text{ср}} = Q_{\text{с}}$

$$n = Q_{\text{ср}}/q_{\text{вв}} = 516 / 240,81 = 2,143. \quad (6.23)$$

Принимается 3 отверстия диаметром 4 м.

#### 6.4.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяется удельный расход на рисберме

$$q_{\text{р}} = [v_{\text{h}}] h_{\text{нб}}, \quad (6.24)$$

где  $h_{\text{нб}}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ =  $f(Q_{\text{нб}})$  при  $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$ ;

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки.

Принимаем  $[v_h] = 5$  м/с.

Глубина в нижнем бьефе  $452,29 - 447 = 5,29$  м

$$q_p = 5 \cdot 5,29 = 26,45 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Определяем удельный расход на водосливе

$$q_B = 1,25q_p = 1,25 \cdot 26,45 = 33,1 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.25)$$

Ширина водосливного фронта  $B = \Sigma b$ ,

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_B} = \frac{898,96}{33,1} = 27,16 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Принимаем 4 пролетов шириной  $b = 8$  м.

Расчетная ширина водосливного фронта  $B$  равна  $4 \cdot 8 = 32$  м

#### 6.4.4 Определение напора на водосливе

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления –  $H_{02}$

$$H_{01\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{898,96}{0,49 \cdot 8 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,51 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где  $m$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля (в проекте принимаем  $m = 0,49$ )

$$H_{02\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{898,96}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 8 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,79 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где  $\sigma$  – коэффициент подтопления (в проекте  $\sigma = 1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[ \frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b} = 1 - 0,2 \left[ \frac{0,7 + (4-1)0,45}{4} \right] \frac{5,51}{8} = 0,93. \quad (6.29)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.30)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\text{НПУ}-\text{Дно})(B+(n-1)\delta_B)} = \frac{898,96}{(490-447,00)(32+(4-1)\cdot 3)} = 0,51 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.31)$$

где  $\delta_B$  – толщина быка,

Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий (в КП принимаем  $\delta_B = 3$  м - для пролетов шириной  $b \leq 14$  м и  $\delta_B = 4$  м - для пролетов шириной  $b > 14$  м.

$$H = 5,79 - 1,1 \cdot \frac{0,51^2}{2 \cdot 9,81} = 5,78 \text{ м.}$$

#### 6.4.5 Определение отметки гребня водослива

Назначают  $H_{\text{ст}}$  – ближайший к вычисленному  $H$  в соответствии с техническим регламентом.

$$H = 5,79 \text{ м, } H_{\text{ст}} = 6 \text{ м,}$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 490 - 6 = 484 \text{ м.} \quad (6.32)$$

#### 6.4.6 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:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1063,72}{0,49 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,17 \text{ м,} \quad (6.33)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1063,72}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,47 \text{ м.} \quad (6.34)$$

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

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B+(n-1)\delta_B)} = \frac{1063,72}{(492-447,00)(32+(4-1)\cdot 3)} = 0,58 \text{ м/с,} \quad (6.35)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g} = 6,47 - \frac{1,1 \cdot 0,58^2}{2 \cdot 9,81} = 6,45 \text{ м.} \quad (6.36)$$

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

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 484 + 6,45 = 490,5. \quad (6.37)$$

Принимаем отметку ФПУ 492,00 м, данная отметка не будет превышена при пропуске форсированного расхода.

#### 6.4.7 Построение профиля водосливной грани

Построение профиля водосливной плотины производится по данным таблицы 6.4.

Таблица 6.4 - Координаты для построения оголовков безвакуумного водослива с оголовком профиля А для напора  $H = 6$

x	y	x	y	x	y
0	0,126	1,6	0,764	2,9	2,64
0,1	0,036	1,7	0,873	3	2,824
0,2	0,007	1,8	0,987	3,1	3,013
0,3	0	1,9	1,108	3,2	3,207
0,4	0,006	2	1,235	3,3	3,405
0,5	0,027	2,1	1,369	3,4	3,609
0,6	0,06	2,2	1,508	3,5	3,818
0,7	0,1	2,3	1,653	3,6	4,031
0,8	0,146	2,4	1,794	3,7	4,249
0,9	0,198	2,5	1,96	3,8	4,471
1	0,256	2,6	2,122	3,9	4,698
1,1	0,321	2,7	2,289	4	4,938
1,2	0,394	2,8	2,462		

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге C-D радиусом R. Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины  $p_v$  и напора на водосливе  $H_{\text{ст}}$  (см. рис. 6.3)

$H = 6$  м,  $p_v = 45$  м,  $R = 15,8 \div 18$  м (экстраполируем) и получаем  $R = 16,9$  м.

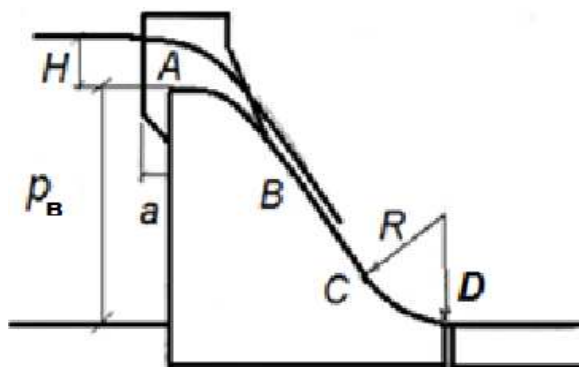


Рисунок 6.3 – Схема профиля водосливной грани

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя АВ и нижняя CD кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Для высоких плотин эта касательная образует прямолинейный участок водосливной грани В-С.

#### 6.4.8 Определение отметки гребня плотины

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 484 + 1,6 \cdot 6 = 493,6 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей отметке или бетонной плотины, или по отметке верха быка. В данном случае это отметка верха быка:  $\nabla_{ГБ} = 493,6 \text{ м.}$

#### 6.4.9 Обоснованный выбор состава ГТС и компоновки гидроузла

В данном проекте принимается бетонная гравитационная плотина. Т.к. вблизи створа не имеется карьеров или залежей насыпных материалов пригодных для строительства грунтовой плотины.

### 6.5 Расчет энергогасящих устройств в НБ

#### 6.5.1 Расчёт сопряжения потока в НБ

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}, \quad (6.39)$$

$$T_0 = 490 - 447,00 = 43 \text{ м.}$$

В курсовом проекте вычисляют критическую глубину потока с учетом всех водопропускных отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}}, \quad (6.40)$$

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

$\delta_6 = n - 1 = 4 - 1 = 3$  – количество промежуточных бычков.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 898,96^2}{(32 + (4-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 3,78 \text{ м.}$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{43}{3,78} = 11,38. \quad (6.41)$$

и определяем значение коэффициента скорости  $\varphi$  в зависимости от длины сливной грани.

Принимаем для плотины высотой свыше 40 м - большую длину сливной грани:  $\varphi = 0,90$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi T_0$  определяют  $\xi_{c'} = 0,259$  и  $\xi_{c''} = 2,72$ .

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_{c'} = \xi_{c'} h_{кр} = 0,24 \cdot 3,78 = 0,91 \text{ м}, \quad (6.42)$$

$$h_{c''} = \xi_{c''} h_{кр} = 2,8 \cdot 3,78 = 10,58 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Сопряженные глубины можно определить и другим способом, используя следующие формулы:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(C_B + H_0 - h'_c)}}. \quad (6.44)$$

В первом приближении значение  $h'_c$  в знаменателе принимают равным нулю.

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{21,9}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (43 - 0)}} = 0,84 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где  $q_c$  - удельный расход в сжатом сечении

$$q_c = \frac{Q_{расч}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{898,96}{32 + (4-1) \cdot 3} = 21,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot \text{м}. \quad (6.46)$$

Во втором приближении в знаменателе подставляют найденное значение  $h'_c$ .

$$h'_c = \frac{21,9}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (43 - 0,84)}} = 0,85 \text{ м}.$$

Рассчитывают  $h''_c$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right] = \frac{1,49}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{3,78}{0,85} \right)^3} - 1 \right] = 10,86 \text{ м}, \quad (6.47)$$

$$h_c'' = 10,58(10,86) \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 5,29 \text{ м} - \text{в НБ отогнанный прыжок.}$$

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

Так как, рассматриваемая плотина высотой более 40 м находится на скальном основании, а также расположена не в узком створе, то применяется гашение энергии потока способом свободно отброшенной струи.

### 6.5.2 Расчет носка трамплина и дальности отлета струи

Для отброса струи в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения ее на дне образуется яма размыва (рис. 6.5). Основная задача проектирования - обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

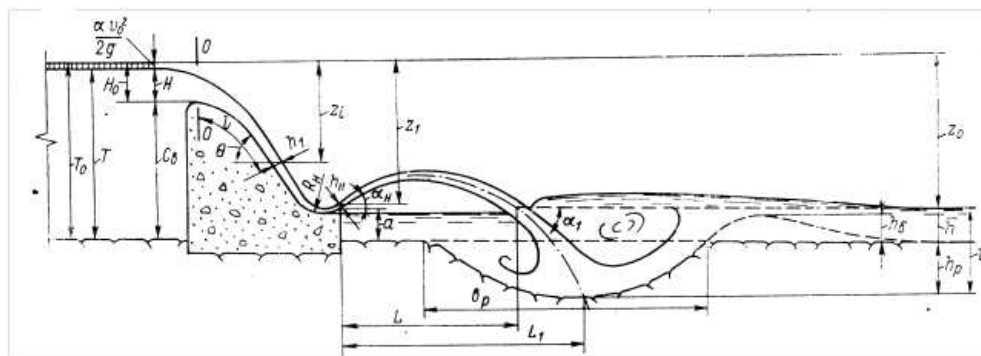


Рисунок 6.4 - Схема к расчету отброса струи

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left( \left( 1 + \left( \frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0.5} + 1 \right), \quad (6.48)$$

где  $k_a$  – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ \div 35^\circ$  – угол схода струи с трамплина, принимаем  $\alpha = 30^\circ$ ;

$\varphi$  – коэффициент скорости потока [4, таблица 9-10], при высоте водослива более 40 м принять коэффициент равен 0.9;

$$z_0 = \text{отм. НПУ} - \text{отм. УНБ}_{\text{осн.макс}}, \quad (6.49)$$

$$z_0 = 490 - 452,29 = 37,71 \text{ м.}$$

Высота уступа от дна до носка-трамплина:

$$a = h_{\text{НБ}}^{\text{max}} + (1 \div 2) \text{ м} = 5,52 + 1,0 = 6,52 \text{ м}, \quad (6.50)$$



где  $h_{НБ}^{max} = УНБ_{пов.мак} - \text{отм. дна}$ , это максимальная глубина НБ

$$h_{НБ}^{max} = 56.91 - 447.00 = 9,91 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Отметка носка-трамплина:

$$\nabla НОС = \nabla ДНА + a = 447,00 + 6,52 = 453,52 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$z_1 = \text{отм. НПУ} - \text{отм. носка-трамплина}, \quad (6.53)$$

$$z_1 = 490 - 453,52 = 36,48 \text{ м.}$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_1} = 0.9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 36,48} = 24,08 \text{ м/с}, \quad (6.54)$$

где  $\varphi$  - коэффициент скорости потока, принимаем равным 0.9, так как высота водослива выше 40 м.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{33,1}{24,08} = 1,37 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где  $q$  - удельный расход воды на водосливе.

Зная число Фруда, можно определить коэффициент аэрации потока  $K_a$ .

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{24,08^2}{9.81 \cdot 1,37} = 43,14. \quad (6.56)$$

$$Fr < 35 \quad k_a = 1$$

$$Fr > 35 \quad k_a = 0.8 \div 0.9$$

Принимаем  $k_a = 0.8$

Дальность отлёта струи:

$$L = 0,8 \cdot 36,48 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot ((1 + (37,71/36,48 - 1) \cdot (1/(0,9^2 \cdot \sin^2 30)))^{0,5} + 1) = 42,58 \text{ м.}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет  $L > 0,4Z_0$  на основании из слабой скалы  $L > (0,5 - 0,6)Z_0$ , где  $Z_0$  - напор, создаваемый плотиной.

Проверяем условие для прочной скалы, так как у нас скальное основание:

$$L > 0,4 \cdot Z_0,$$

$$42,58 > 0,4 \cdot 37,71 = 15,08 \text{ м.}$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от сооружения.

Глубина ямы размыва:

$$h_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.57)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H; \quad (6.58)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{43,14}) \cdot \sqrt{43,14} \cdot \sqrt[4]{\frac{5,29}{1}} \cdot 1,37 = 17,1 \text{ м,}$$

$$h_p = 17,1 - 5,29 = 11,81 \text{ м.}$$

Расстояние до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (6.59)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа струи в воду

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.60)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,37 \cdot \cos 30^\circ + 6,52 - 5,29)}{24,08^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,645,$$

$$L_1 = 42,58 + \frac{17,1}{0,645} = 69,09 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна реки равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_p = 2,5 \cdot 3,78 + 3,7 \cdot 11,81 = 53,15 \text{ м.} \quad (6.61)$$

По дну яма размыва – примерно равна  $2,5 \cdot h_{кр}$ , где  $h_{кр}$  – критическая глубина потока:

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 3,78 = 9,45 \text{ м.} \quad (6.62)$$

## 6.6 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, что показано на рисунке 6.5.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

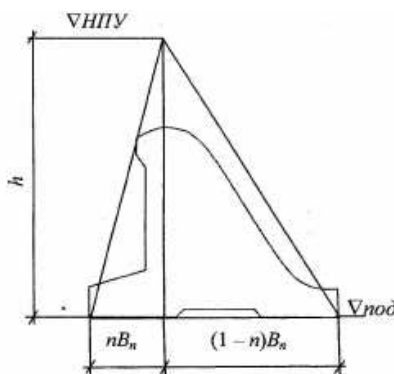


Рисунок 6.5 – Схема треугольного профиля плотины

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

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

$$B_n^I = \frac{h_{пл}}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.63)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельная плотность воды;

$\gamma_6 = 24 \text{ кН/м}^3$  – удельная плотность бетона.

Высота плотины  $h$  равна:

$$h_{пл} = \nabla НПУ - \nabla ПОД = 490 - 445 = 45 \text{ м.} \quad (6.64)$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h_{пл}}{tg\varphi \left( \frac{\gamma_6}{\gamma_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.65)$$

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

$tg\varphi = 0,7$  – коэффициент трения бетона по грунту.

Задаваясь различными значениями  $n$ , представленными в таблице 6.5, несколько раз, по двум формулам определяется  $B_n$  и строим графики зависимости  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$ , представленные на рисунке 6.6. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.5 – Определение ширины подошвы плотины.

$n$	$B_n^I$ , м	$B_n^{II}$ , м
0,1	32,31	38,27
0,2	33,00	36,53
0,3	33,92	34,94
0,37	35,14	33,48
0,4	36,74	32,14
0,5	38,87	30,91
0,6	41,78	29,76
0,7	45,93	28,70
0,8	52,31	27,71
0,9	63,64	26,79
1	32,31	38,27

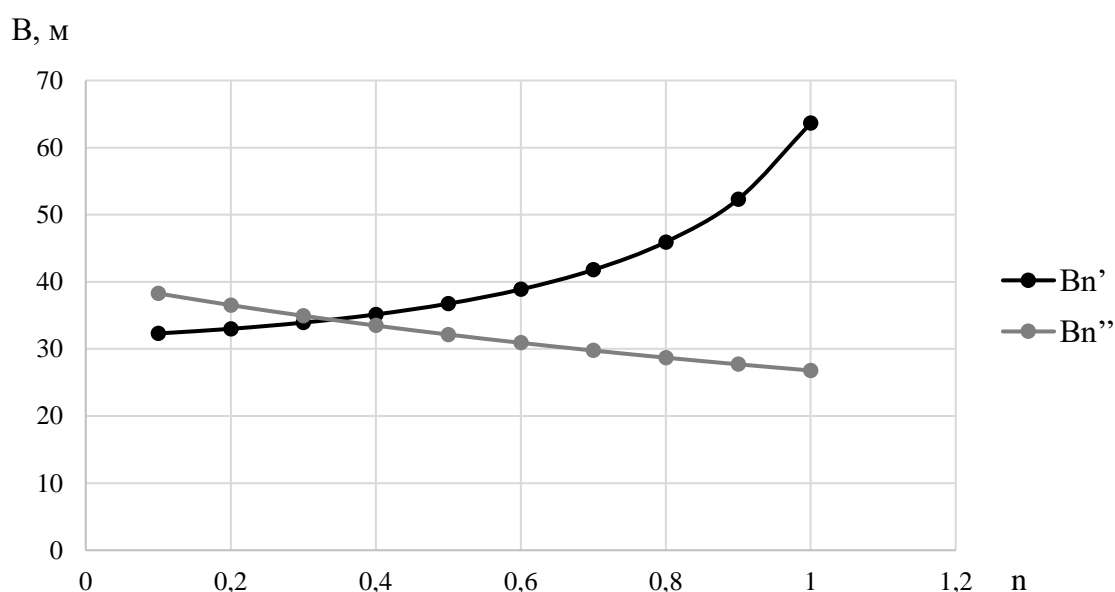


Рисунок 6.6 – Определение ширины подошвы

Графики пересекаются в точке  $n = 0,34$ , следовательно ширина подошвы плотины равна  $B_{\text{п}} = 34,3$  м, исходя из предварительных расчетов, принимается ширина подошвы плотины  $B_{\text{п}} = 35$  м.

### 6.6.1 Разрезка бетонных плотин швами

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

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

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}} = 8 + 3 = 11 \text{ м}, \quad (6.66)$$

где  $b$  – ширина пролета водосливной плотины;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

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

### 6.6.2 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

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

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов, под защитой которых выполняются ремонтные работы (рисунок 6.7).

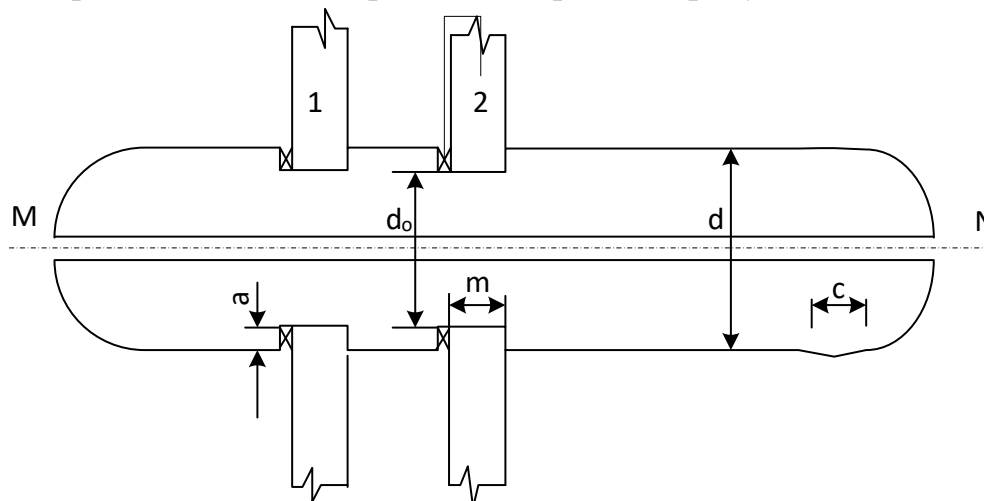


Рисунок 6.7 - Схема разрезного быка в плане

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

Толщина быка 3 м.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,7х2,0 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5х1,0 м.

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

### **6.6.3 Устой**

На Катуньской ГЭС предусмотрены два устоя.

Первый разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС. Второй сопрягающий устой предназначен для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе.

### **6.6.4 Определение ширины плотины по гребню**

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 3,5, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 8 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 15,5 м.

### **6.6.5 Галереи и дренаж в теле плотины**

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 10 м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х3,5м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2х2,5м.

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

Дренаж в теле плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.67)$$

$$a_{др} \geq \frac{43 \cdot 1,25}{25},$$

$$a_{др} \geq 2,15 \text{ м.}$$

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

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

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

$$H_{др} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 490 - 447 = 43 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 3,5 м.

### 6.6.6 Расчет цементационной завесы и дренажа

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

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

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

где  $B_{п}$  - ширина подошвы плотины,

Принимается  $l_3 = 5$  м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,6 \cdot H_{max} = 0,6 \cdot (490 - 447,66) = 25,4 \text{ м,} \quad (6.69)$$

где  $H_{max}$  – максимальный напор над расчетным сечением.

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

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}},$$

где  $\Delta H$  – потери напора на цементационной завесе,

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

$$\Delta H = H_{max} - 0,4 \cdot H_{max},$$

$$\Delta H = 42,34 - 0,4 \cdot 42,34 = 25,4 \text{ м,} \quad (6.70)$$

$$\delta_3 \geq \frac{25,4 \cdot 1,25}{15},$$

$$\delta_3 \geq 2,12 \text{ м, принимается } 2,5 \text{ м.} \quad (6.71)$$

Глубина дренажных скважин равна:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 25,4 = 15,24 \text{ м,} \quad (6.72)$$

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

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

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 6 м.

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

## 6.7 Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при  $\nabla$ НПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе.

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

### 6.7.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{пл} = 824 \text{ м}^2$ ,  $S_6 = 987 \text{ м}^2$ . Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{824 \cdot 8 \cdot 24}{8 + 3} = 14383 \text{ кН/м,} \quad (6.73)$$

где  $b$  – ширина пролета;

$\gamma_6$  – удельный вес бетона;

$\delta_6$  – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{987 \cdot 3 \cdot 24}{8 + 3} = 6460 \text{ кН/м,} \quad (6.74)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 68^{1,5} \cdot 9,81 = 303 \text{ кН,} \quad (6.75)$$



где  $f$  – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (492 - 484 + 0,5) \cdot 8 = 68 \text{ м}^2, \quad (6.76)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{303}{8 + 3} = 28 \text{ кН}. \quad (6.77)$$

### 6.7.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_{\text{ВВ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 45^2}{2} = 10125 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

где  $H_{\text{В}}$  – высота плотины:

$$H_{\text{В}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 490 - 445 = 45 \text{ м}, \quad (6.79)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 2,66^2}{2} = 35,38 \text{ кН}, \quad (6.80)$$

где  $H_{\text{Н}}$  – определяется по формуле:

$$H_{\text{Н}} = \nabla\text{НБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 447,66 - 445 = 2,66 \text{ м}. \quad (6.81)$$

### 6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 2,66 \cdot 35 \cdot 10 = 931 \text{ кН}, \quad (6.82)$$

где  $H_{\text{Н}}$  – определяется по формуле;

$B_{\text{под}}$  – ширина подошвы.

### 6.7.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}_{\text{min}} = 490 - 447,66 = 42,34 \text{ м} \quad (6.83)$$

На основании [5]:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 42,34 = 16,94 \text{ м} \quad (6.84)$$

$$H_{dr} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 42,34 = 8,47 \text{ м} \quad (6.85)$$

$$W_\phi = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_B = 326 \cdot 10 = 3260 \text{ кН.} \quad (6.86)$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.8.

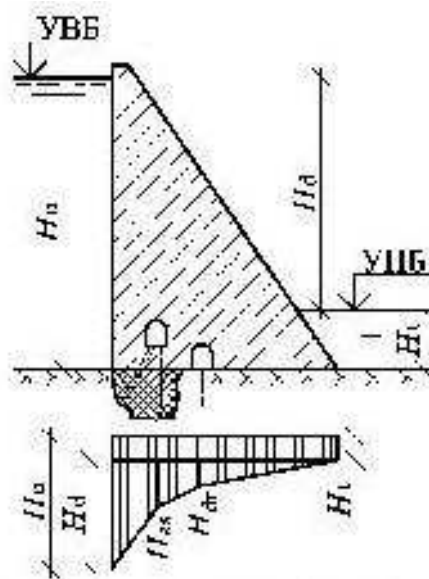


Рисунок 6.8 – Эпюра фильтрационного давления

### 6.7.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.87)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_H$  – толщина слоя наносов,  $h_H = 2$  м;

$\varphi_H$  – угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_H = 20$ .

$$p_H = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 4,49 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.88)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{4,49 \cdot 2}{2} = 4,49 \text{ кН.} \quad (6.89)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.90)$$

$$p_1 = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = -99 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.91)$$

$$p_2 = (10 \cdot 2 + 16,25 \cdot 2) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = -93 \text{ кН/м}^2, \quad (6.92)$$

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

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_B = 26 - (1 - 0,025) \cdot 10 = 16,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.93)$$

где  $n$  – пористость сухого грунта, для известняка  $n = 0,025$ ;

$c$  – сцепление грунта, равное 100 кПа.

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

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-99 - 93}{2} = -96 \text{ кН}. \quad (6.94)$$

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

### 6.7.6 Волновое воздействие

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

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \gamma_B \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.95)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 2,31 \cdot \left( \frac{24,68}{\pi} + \frac{0,59}{2} \right) = 94,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.96)$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности,  $h_{1\%} = 2,31$  м;

$\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_d = 24,68$  м.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 2,31^2}{24,68} = 0,68 \text{ м}, \quad (6.97)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{24,68}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,31 = 3,06 \text{ м}. \quad (6.98)$$

## 6.8 Оценка прочности плотины

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

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

Для удобства расчетов составляется таблица 6.6, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.6 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{\text{ВБ}}$	1	→	10125	10125	15	151875,0
$T_{\text{НБ}}$	1	←	35,38	35,4	-0,887	-31,4
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	14383	13663	-6	-81980,5
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	6460	6137,3	-7,75	-47564,4
$W_{\text{вз}}$	1	↑	931	931	0	0,0
$W_{\text{ф}}$	1	↑	3260	3260	8,81	28720,6
$E_{\text{н}}$	1,2	→	4,49	5,4	2,67	14,4
$E_{\text{пас}}$	0,8	←	0	0,0	0	0,0
$W_{\text{волн}}$	1	→	94,7	94,7	41,94	3971,9
$q_3$	0,9	↓	28	24,8	-9,5	-235,2

$$\sum M = 54770 \text{ кН} \cdot \text{м},$$

$$\sum N = G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} + q_3 - W_{\text{вз}} - W_{\text{ф}} \quad (6.99)$$

$$\sum N = 13663 + 6137,3 + 24,8 - 931 - 3260 = 15635 \text{ кН}.$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{15635}{35} + \frac{6 \cdot 54770}{35^2} = -178,4 \text{ кПа}, \quad (6.100)$$

где  $\sum M$  – сумма моментов, действующих на подошву;

$B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -178,4 \cdot 0^2 - 10 \cdot 45 \cdot (1 - 0^2) = \\ &= -450 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.101)$$

где  $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^u$  – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;

$\gamma_w$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 45 - 178,4) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}. \quad (6.102)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -178,4 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 45 \cdot 0^2 = \\ &= -178,4 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.103)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 45 = -450 \text{ кПа}. \quad (6.104)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{15635}{35} - \frac{6 \cdot 54770}{35^2} = -715 \text{ кПа}, \quad (6.105)$$

где  $\sum M$  – сумма моментов, действующих на подошву;

$B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины;

$N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2), \quad (6.106)$$

где  $m_t$  – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;

$\gamma_w$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.

$$\sigma_x^t = -715 \cdot 0,45^2 - 10 \cdot 2,66 \cdot (1 - 0,45^2) = -166 \text{ кПа}. \quad (6.107)$$

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 2,66 + (-715)) \cdot 0,45 = 309,8 \text{ кПа.} \quad (6.108)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -166 \cdot (1 + 0,45^2) + 10 \cdot 2,66 \cdot 0,45^2 = -166 \text{ кПа.} \quad (6.109)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2,66 = -26,6 \text{ кПа.} \quad (6.110)$$

Основные краевые напряжения, действующие на плотину, представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-178,4	-715,0
$\sigma_x$	-450	-166,0
$\tau_{xy}$	0	309,8
$\sigma_1$	-178,4	-26,6
$\sigma_3$	-450	-854

### 6.8.1 Критерии прочности плотины и её основания

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.111)$$

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

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}|}{\gamma_c} = \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 854}{1} = 1067,9 \text{ кН/м}^2. \quad (6.112)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1067,9 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2.$$

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

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

В данной работе  $\sigma_y^u = -205,3 \text{ кПа}$ , следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.113)$$

$$|-205,3| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 45$$

$$\text{т.е. } 178,4 \text{ кН/м}^2 \geq 112,5 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

## 6.9 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотина рассчитывается на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.114)$$

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

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

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

$$\begin{aligned} R &= (G_6 + G_{пл} - W_{вз} - W_{ф} + q_3) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{п} = \\ &= (6137 - 931 - 3260 + 24,8 \cdot 0,7 + 0 \cdot 0,7 + 100 \cdot 35 = \\ &= 14444 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.115)$$

где  $tg\varphi$  – тангенс угла внутреннего трения для известняка 0,7;

$c$  – сцепление для грунта, 100 кН/м<sup>2</sup>;

$B_{п}$  – ширина подошвы плотины 50 м.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_{\text{вб}} - T_{\text{нб}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 10125 - 35,4 + 94,7 + 5,4 = \\ &= 10190 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \tag{6.116}$$

$$\frac{14444 \cdot 0,95}{10190 \cdot 1} \geq 1,25$$

1,35 > 1,25, поэтому условие выполняется.



## 7 Противопожарная безопасность и охрана труда

### 7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

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

Для контроля состояния основных сооружений Катунской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» собственник ГТС разрабатывает Декларацию. Декларация безопасности, в которой обосновывается безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий 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 техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

## 7.2 Требования по охране труда и техники безопасности

Охрана труда – это система законодательных, организационных, технических, экономических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий, обеспечивающих безопасность здоровья и работоспособности человека в процессе труда, в которой рассматриваются:

- вопросы психофизических требований к условиям труда;
- вопросы техники безопасности при производстве электромонтажных работ и при эксплуатации электроустановок, защитные меры и защитные средства, применяемые в электроустановках;
- вопросы пожарной безопасности;
- вопросы промышленной санитарии.

Правила по охране труда устанавливают государственные нормативные требования охраны труда. Работодатель обязан создать для работников безопасные условия труда. Для этой цели предусматривается комплекс требований:

- использование оборудования и конструкций, соответствующих требованиям стандартов и другой нормативной документации;
- соблюдение сроков периодических ремонтов и обслуживания оборудования;
- соблюдение требований пожарной и электробезопасности при оснащении производственных и офисных помещений;
- установка необходимых защитных приспособлений и конструкций;
- обеспечение достаточной освещенности, вентиляции, поддержание оптимального температурного режима на рабочих местах;
- своевременное устранение пыли и отходов производства;
- обеспечение работников спецодеждой и спец обувью, а также другими средствами индивидуальной защиты в соответствии со спецификой производства;
- обеспечение работников актуальными инструкциями по ТБ, наглядными материалами;
- создание на рабочих местах и в производственных помещениях всех необходимых систем сигнализации, размещение знаков безопасности и т.д.

Для обеспечения безопасного проведения работ должны быть выполнены:

- выдача наряда на работу
- выдача разрешения на подготовку рабочего места
- подготовка рабочего места
- выдача разрешения на допуск к работе
- допуск на рабочее место
- надзор за работающими при выполнении работ
- перевод на другое рабочее место
- оформление перерывов в работе оформление окончания работы

Физические опасные и вредные производственные факторы подразделяются на следующие:

- движущиеся машины и механизмы;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенная или пониженная влажность;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная яркость света;
- пониженная контрастность;
- повышенная пульсация светового потока;
- расположение рабочего места на значительной высоте;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенная напряженность электрического поля;
- повышенная напряженность магнитного поля;
- прямая и отраженная блёкость;
- повышенный уровень ультрафиолетовой радиации;
- повышенный уровень инфракрасной радиации.

Один и тот же опасный и вредный производственный фактор по природе своего действия может относиться одновременно к различным группам, перечисленным выше.

### **7.3 Пожарная безопасность**

Правила пожарной безопасности устанавливают основные требования пожарной безопасности на действующих энергетических предприятиях и являются обязательными для всех инженерно-технических работников (ИТР), рабочих и служащих электростанций, электрических и тепловых сетей, а также ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих эксплуатацию, ремонт (модернизацию, реконструкцию), наладку и испытание технологического оборудования основных производств и вспомогательных сооружений энергетических предприятий.

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на руководителей энергетических предприятий и организаций.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных цехов, лабораторий, мастерских складов и других производственных и

вспомогательных сооружений предприятий возлагается на руководителей этих структурных подразделений или должностных лиц, исполняющих их обязанности.

Персонал энергетических предприятий и организаций несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности на действующих и строящихся энергетических предприятиях согласно «Положению об ответственности работников энергетических предприятий».

Лица, виновные в нарушении действующих правил пожарной безопасности, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

Система пожарной безопасности ГЭС включает в себя:

- охранно-пожарная сигнализация (сокращенно ОПС);
- системы для оповещения населения и последующей эвакуации на случай пожара;
- средства первичного пожаротушения;
- системы пожаротушения;
- средства противопожарного водоснабжения;
- специальные установки для пожаротушения;
- системы и средства удаления дыма;
- завесы, занавесы противопожарные;
- средства для заполнения проемов противопожарных конструкций;

Системы пожарной безопасности выполняют одну из следующих задач:

- исключение возникновения пожара;
- обеспечение пожарной безопасности людей;
- обеспечение пожарной безопасности материальных ценностей;
- обеспечение пожарной безопасности людей и материальных ценностей одновременно.

Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности и взрывобезопасности.

## **7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Катуньского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **7.4.1 Общие сведения о районе строительства**

Катунь — река в Республике Алтай и Алтайском крае России, левая и главная составляющая Оби . Длина реки — 688 км. Площадь бассейна — 60 900 км<sup>2</sup>. Катунь берёт начало на южном склоне Катунского хребта у подножия горы Белухи, у южной оконечности ледника Геблера. По общему характеру долины, река делится на три участка: Верхняя Катунь — от истока до реки Коксы, длиной 186 км; Средняя Катунь — от Коксы до реки Большой

Сумульты, длиной 206 км; Нижняя Катунь — от Большой Сумульты до слияния с Бией, длиной 296 км. чем и определяется большая скорость течения — 5–6 м/сек.

Средний годовой расход воды 410 м<sup>3</sup>/с. Средняя Катунь, от реки Коксы до реки Сумульты, проходит в области высоких горных хребтов. Питание Катунь смешанное, с большой долей ледникового питания. Таяние ледников и высокогорных снегов обуславливает вторую волну половодья.

Катунь отличается повышенным стоком наносов. Максимальный расход взвешенных наносов в районе с. Сростки и максимальная мутность наблюдаются при прохождении первой волны половодья (соответственно 400–900 кг/с и 250–500 г/м<sup>3</sup>), максимальная мутность может превышать 1300 г/м<sup>3</sup>. В межень мутность убывает до 50 г/м<sup>3</sup> (при минимальных значениях 4–8 г/м<sup>3</sup>). Среднегодовой расход взвешенных наносов составляет 45 кг/с.

Каменистые реки с ледниковым питанием обладают недостаточной первичной продуктивностью и кормовой базой. Жесткий грунт, холодная вода и быстрое течение определяют постоянно низкие уровни бентоса, планктона и водных растений, которые играют ключевую роль в нормальном развитии молодняка. Такие условия не подходят большинству представителей ихтиофауны из семейства карповых и лососевых, определяющих видовое разнообразие сибирских водоемов.

Рыба в Катунь от верховий до конца среднего участка представлена десятком таксонов. В их число входит: ленок, таймень хариус, елец, налим сибирский, голец речной, голянь, окунь, сибирский подкамышник, пестроногий подкамышник.

Катунь протекает в области среднегорья в месте выбранного створа. Бассейн находится в зоне умеренно-континентального климата.

Среднегодовая температура воздуха 4°С. Среднегодовая норма осадков - 437 мм.

Минимальные осадки в декабре, в среднем 7 мм. Большая часть осадков выпадает в июле, в среднем 104 мм.

Максимальная средняя температура в июле +26,2°С. Январь является самым холодным месяцем, с температурами в среднем -15 °С.

Зима длится примерно 4 месяцев в году, и с декабря по февраль, однако температуры могут опускаться и ниже -30°С. Лето в Чемальском районе продолжительное, как правило начинается с мая и до сентября включительно, как правило лето жаркое +25 °С и выше.

Глубина промерзания для крупно обломочных грунтов 1,5 м.

Направление ветра: западный, северо-западный. Среднегодовая скорость ветра 1,5 м/с.

#### 7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Катуньского гидроузла выполняются следующие виды работ:

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

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

Описать объем земляных работ

- объем земляных работ составляет  $10080\text{м}^3$ ;
- бетонных работ -  $386453\text{м}^3$ .

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

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

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 Олёкмы в нижнем бьефе Олёкминского ГУ;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

Объем водохранилища составляет  $6,68\text{км}^3$ .

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в

рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

### **7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

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

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

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

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Основные мероприятия, проводимые для подготовки ложа водохранилища в следствие контакта его с населёнными пунктами и деятельности человека:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения;

- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте;

- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;

- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки;

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

- навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля;
- почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

#### 7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В период строительства будет выполняться большой объём строительно-монтажных работ, следовательно, будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

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

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

где  $N$  – объём бетонных работ, м<sup>3</sup> (386453 м<sup>3</sup>);

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

$\rho$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ ).

$$M = \frac{386453 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 17390 \text{ т}.$$

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

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

где  $N$  – количество арматуры, т (100 т);

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

$\rho$  – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$ ).

$$M = \frac{38645 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 772,9 \text{ т}.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 38645 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 772,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на



заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### **7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

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

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

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.

В связи с тем, что ГЭС находится вблизи населённого пункта Полигус, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

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

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселений Чемал, Майма, в пределах промплощадок объектов Катуньской 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.

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме этого, для обеспечения собственных нужд ГЭС требуется потребление определённого объёма воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки, отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

- трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
- турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающие протечки масла в нижний бьеф;
- сточные производственные воды сбрасывать в водоём незагрязнёнными;
- хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоём очищать и хлорировать;
- твёрдые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике. Составленный график позволяет определить суммы объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации (таблица 8.1).

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	190	190	190	190	190
Число часов использования установленной мощности	Часы	5300	5300	5300	5300	5300
Выработка электроэнергии	МВт · ч	1006788	1006788	1006788	1006788	1006788
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	10068	10068	10068	10068	10068
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	996720	996720	996720	996720	996720
Тариф на электроэнергию	руб./МВт · ч	1206	1235	1262	1289	1318
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	1202,04	1230,95	1257,86	1284,77	1313,68
НДС к выручке	млн. руб.	200,34	205,16	209,64	214,13	218,95

На основании данных таблицы 8.1 можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей и рост тарифов на электроэнергию.

## 8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии».

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

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	19,55
Прочие	274,0	30,26
Итого по ГЭС		49,81

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

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
От 100 до 399	0,060%	0,090%	0,140%	0,200%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	25,72
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт*ч	1,80
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб/МВт*ч	0,52
Итого	-	28,04

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Катунь составляет 4,8 руб.

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

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	370,61	413,66	458,24	462,85	462,85
Расходы на страхование, млн.руб.	132,82	152,44	167,09	156,77	145,10
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	49,81	49,81	49,81	49,81	49,81
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	17,08	19,60	21,48	20,16	18,66

## Окончание таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	28,04	28,04	28,04	28,04	28,04
Налог на воду, млн.руб.	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Итого, млн.руб.	606,23	671,43	732,54	725,50	712,33

Исходя из данных таблицы видно, что затраты по гидроузлу ежегодно увеличиваются за счёт ежегодного увеличения расходов на страхование и амортизационных отчислений.

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

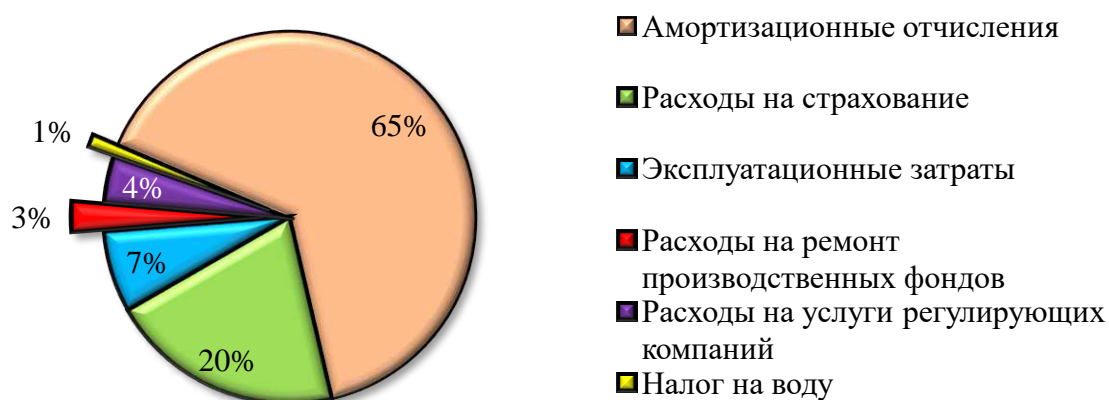


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 1.5 вывод. Амортизационные отчисления занимают лидирующую позицию (68%), следом идут расходы на страхование (17%) и эксплуатационные затраты (8%).

### 8.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- 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 за исследуемый период приведены в таблице 8.6. Структура налогов представлена на рисунке 8.2.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб.	224,19	220,72	228,73	238,82	248,67
НДС, млн.руб.	0,00	0,00	64,56	372,01	379,13
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	17,84	17,16	17,16	17,16	17,16
Налог на имущество, млн.руб.	126,58	146,47	139,41	129,22	119,09
Итого, млн.руб.	368,61	384,34	449,85	757,20	764,05

Наибольшую долю от общих налоговых расходов имеют НДС и налог на прибыль. Объёмы данных налогов обусловлены числом часов использования установленной мощности, а также обеспечением выработки электроэнергии Катуньской ГЭС, которая имеет определённую стоимость.

## 8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	1703,42	1744,14	1785,20	1822,94	1863,42
Текущие расходы, млн.руб.	513,92	565,14	615,83	616,13	611,27
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	1695,54	1736,26	1777,32	1815,06	1855,54
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	1125,16	1119,11	1105,49	1147,63	1198,30
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	225,25	224,19	220,72	228,73	238,82
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	900,12	895,29	884,39	918,11	958,64
Ставка налога на прибыль, %	1703,42	1744,14	1785,20	1822,94	1863,42

На рисунке 8.3 показана сумма чистой прибыли по годам прогнозирования.

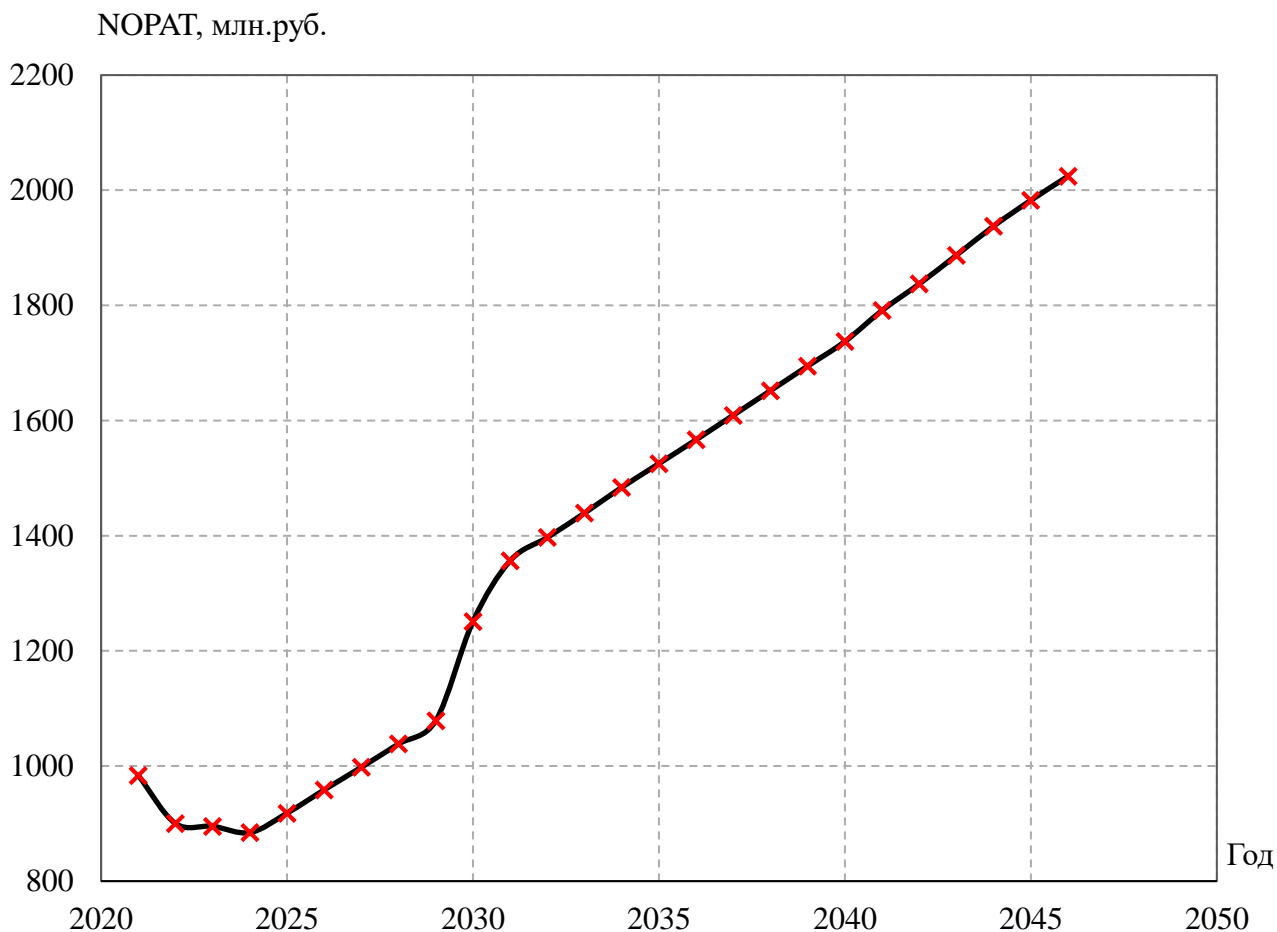


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн.руб.

В связи с ростом цен на электроэнергию и мощность в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» в прогнозируемом периоде наблюдается рост суммы чистой прибыли. Провалы графика (рисунок 8.3) обусловлены затратами на приобретение и монтаж оборудования, а также возведение плотины.

### 8.3 Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта

На рисунке В.1 представлен график с указанием этапов реализации проекта. Рисунок В.1 представлен в приложении В.

По рисунку В.1 видно, что проект полностью окупается ещё до конца строительных работ, это связано с запуском последнего гидроагрегата, пуск которого запланирован на конец 2028 года. В связи с этим гидроэлектростанция выйдет на проектную мощность, что обеспечит большие продажи электроэнергии, а соответственно увеличится и прибыль.



## **8.4 Оценка инвестиционного проекта**

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

### **8.4.1 Методология, исходные данные**

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

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утверждённых приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №2 4-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утверждёнными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113;

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Расчёты проведены с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Тунгусской 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 течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### **8.4.2 Коммерческая эффективность**

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

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Катуньская ГЭС на реке Катунь»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости – РВ, мес.	188
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	2 415,76
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,50
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	16,27
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,26
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	52 100

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит 2 415,76 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,26 руб./кВт·ч, что ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро». Это свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

### 8.4.3 Бюджетная эффективность

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

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030
В федеральный бюджет, млн.руб	254,36	249,91	245,75	318,32	635,86
В региональный бюджет, млн.руб	112,44	126,58	146,47	139,41	129,22
Итого налоговых поступлений, млн.руб	366,80	376,49	392,22	457,73	765,08

Строительство Катуньской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. Налоги и сборы, которые подлежат перечислению в федеральный и региональный бюджеты. Каждый из них служит для выполнения соответствующих функций. В связи с увеличением прибыли, которая растёт с каждым годом реализации проекта, увеличиваются и налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты.

### 8.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности – это основной метод оценки эффективности и рисков любого проекта в зависимости от изменения ключевых параметров. В данном разделе проведён анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- объёма инвестиций;
- цены сбыта;
- ставки дисконтирования.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения объёма инвестиций в рассматриваемый проект представлено на рисунке 8.4.

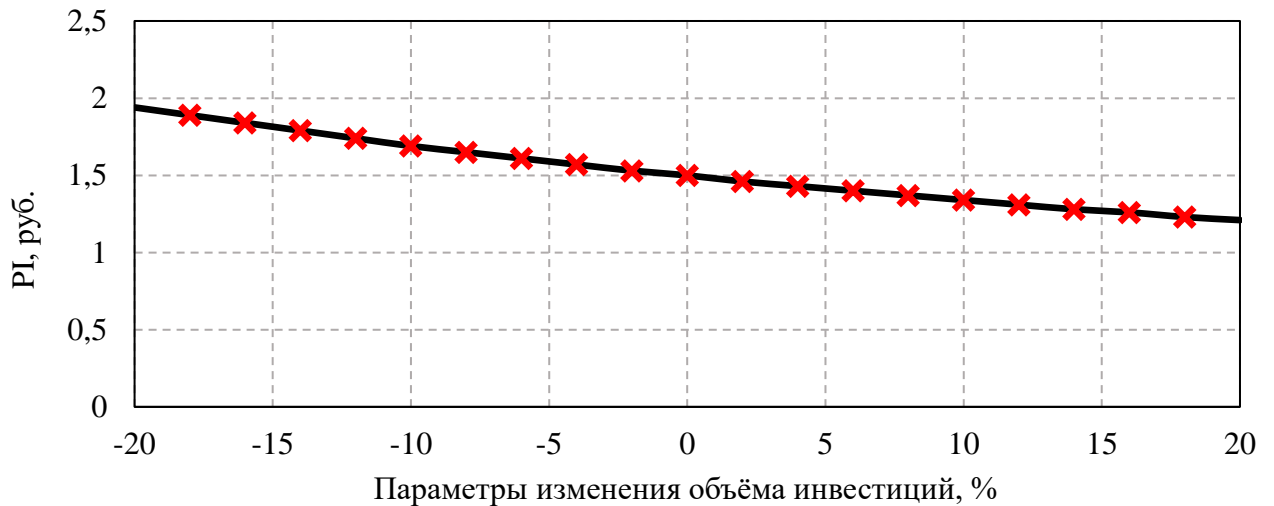


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

График показывает, что увеличение ставки дисконтирование влечёт за собой уменьшение величины индекса доходности (PI), представленная на рисунке 8.5.

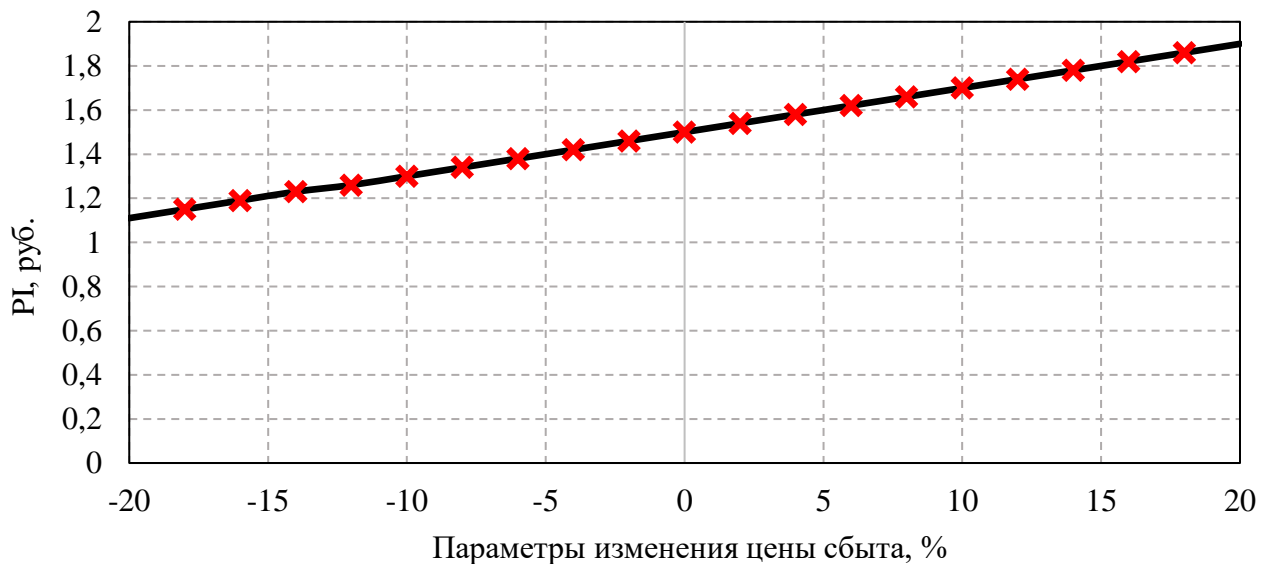


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечёт за собой увеличение величины PI, представленная на рисунке 8.6.

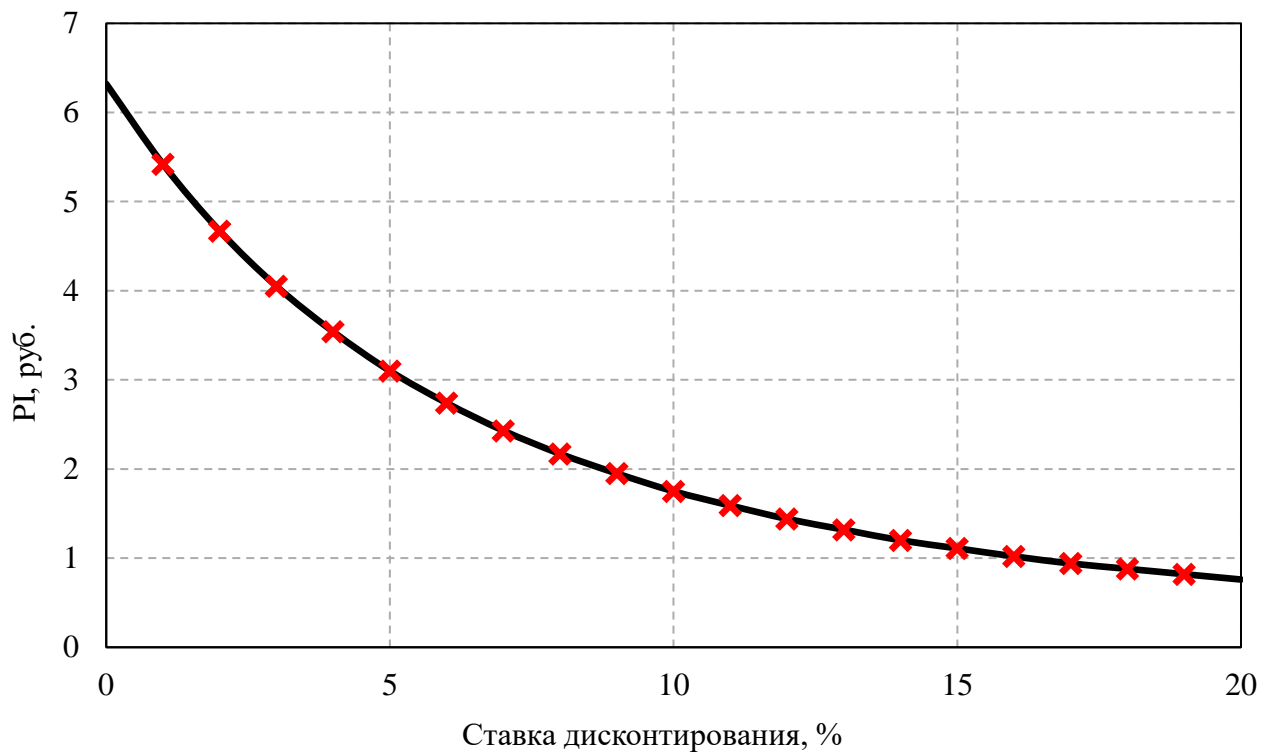


Рисунок 8.6 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечёт за собой уменьшение величины PI.

## 9 Дефекты и неисправности генераторов.

### 9.1 Повреждения в статоре

В статоре возникают междуфазные КЗ (см. рис. 9.1), замыкание одной фазы на корпус (землю), замыкание между витками обмотки одной фазы. Междуфазные КЗ сопровождаются прохождением в месте повреждения очень больших токов и образованием электрической дуги, вызывающей выгорание изоляции и токоведущих частей обмоток, а иногда и стали магнитопровода.

При замыкании обмотки статора на корпус ток повреждения проходит в землю через сталь магнитопровода статора, выжигая ее. Повреждение стали требует длительного ремонта с перешихтовкой магнитопровода. Длительные замыкания на землю могут переходить в междуфазные КЗ, что увеличивает объем повреждений. Замыкание витков одной фазы происходит относительно редко, оно переходит либо в замыкание на землю, либо в КЗ между фазами.



Рисунок 9.1 – Разрушение нижних лобовых частей обмотки статора в результате междуфазного короткого замыкания

### 9.1.1 Дефекты статора

Высокая степень монолитности пакетов шихтованного сердечника является одним из основных требований, предъявляемых к производственно-технологическим процессам изготовления статоров ГГ. В случае снижения давления при работе ГГ происходит расслоение активной стали и возникает аксиальная вибрация ее сегментов, которая является причиной развития ряда характерных дефектов и следующих затем отказов ГГ.

Вибрация сегментов активной стали ведет к нарушению изоляции вследствие повреждения лаковой пленки. Повышенный нагрев вызывает дальнейшее разрушение пленки лака. Развитие дефекта может привести к тяжелому повреждению - «пожару» активной стали. Пожар стали сравнительно редкое событие, но может привести к большому объему ремонтных работ вплоть до замены статора ГГ.

Развитие дефекта может привести к отказу до возникновения пожара активной стали из-за пробоя изоляции обмотки статора, который наступает вследствие ускоренного старения и снижения электрической прочности под действием высокой температуры.

Большую опасность представляет вибрация сегментов крайних пакетов зубцовой зоны сердечника из-за быстро развивающихся усталостных сколов листочков активной стали, так как отломившиеся листы могут прорезать изоляцию обмотки статора, вызвать ее пробой и аварийное отключение генератора.

Местное ослабление прессовки – распространенный дефект, составляющий значительную часть дефектов стальных конструкций статоров ГГ.

Одна из причин местной распрессовки заключается в том, что при заводской опрессовке не достигается достаточно равномерного распределения давления вдоль окружности статора, между спайкой и зубцами сердечника. Ослабление прессовки и расслоение крайних пакетов активной стали возможны из-за самоотвинчивания гаек стяжных шпилек сердечника и отжимных болтов, а также усталостной поломки стяжных шпилек при высоком уровне вибрации сердечника с частотой 100 Гц.

Расслоению крайних пакетов в зубцовой зоне способствуют нарушения технологии изготовления и монтажа нажимных плит.

На состояние прессовки отрицательно влияет переуплотнение стыков составного сердечника.

Признаком ухудшения состояния и повышения уровня вибрации с полюсной частотой активной стали является увеличение уровня шума возбужденного генератора. Однако источником шума может оказаться и вибрация сердечника, возникающая, например, из-за ослабления плотности стыков, а не вибрация листов активной стали.

Другие признаки неудовлетворительного состояния прессовки пакетов сердечника статора выявляются при осмотрах и испытаниях ГГ. К таким признакам относятся контактная коррозия и перегревы сердечника, подвижность

дистанционных распорок, трещины и обломы активной стали. Для контроля температуры при испытаниях активной стали служат переносной искатель местных перегревов, устройство контроля перегревов генераторов. Признаками возникновения перегрева являются высокодисперсные аэрозоли или характерные газы, выделяемые органическими компонентами лаковой пленки, которой покрыты сегменты активной стали, и органическими компонентами верхних слоев изоляции стержней обмотки статора, которые перегреваются вместе со сталью. Для обнаружения аэрозолей, выносимых охлаждающим воздухом, могут использоваться системы с ионизационными камерами, а для анализа примесей характерных газов - системы с хроматографами.

Повышенная вибрация вызывает гул работающего генератора и контактную коррозию стальных конструкций статора. Еще более высокая вибрация приводит к повреждению узлов крепления сердечника: трещины и разрушения сварных швов приварышей, трещины и изломы наборных призм, сколы и выкрашивание активной стали в местах контакта с наборными призмами.

Вследствие повреждения узлов креплений сердечника статора под действием сил магнитного тяжения происходит смещение отдельных участков в воздушный зазор генератора вплоть до касания ротора.

### **9.1.2 Дефекты изоляции обмотки статора**

Старение изоляции является естественным процессом, протекающим непрерывно во времени и ухудшающим прочностные и теплофизические свойства изоляции. Старению подвержен весь объем изоляции, но наиболее интенсивно ухудшаются ее свойства в местах концентрации тепловых воздействий, механических напряжений и повышенных градиентов напряженности электрического поля. В реальных условиях все или часть видов старения обычно проявляют себя одновременно. В аномальных условиях какой-либо один вид старения может стать преобладающим и вызвать ускоренное старение изоляции.

При тепловом старении изоляции входящие в ее состав органические вещества постепенно разрушаются. В термореактивной изоляции старится связующее – термореактивный компаунд, становится более хрупким (темнеет), от чего ухудшаются механические свойства изоляции в целом.

Дефекты под действием электрического поля возникают главным образом в пазовой части обмотки, где напряженность поля в изоляции и электромагнитные усилия, действующие на проводники, выше, чем в лобовых частях.

Толщина стержня обмотки всегда меньше ширины паза, и между стержнем и стенкой паза имеется зазор. Если этот зазор достаточно велик, то появляются условия для вибрации стержня в пазу от взаимодействия тока в стержне с частью главного магнитного потока, проходящего через паз, и с потоком рассеяния. Эта вибрация может привести к усталостному излому элементарных проводников или изоляции косвенным ее действием является возникновение пазового разряда. Полупроводящее покрытие, поврежденное пазовым разрядом, увеличивает свое сопротивление до такой степени, что напряжение на зазоре между стержнем и

стенкой паза становится выше пробивного и происходит пробой зазора с образованием микродуги в местах, где стержень не касается стенки паза при вибрации. Пазовый разряд может вызвать полное разрушение изоляции за 1-2 года.

Основными признаками пазового разряда являются: выгорание лака против пакетов активной стали; образование углублений в изоляции, выгорание или обугливание прокладок в пазу.

Известны три основных метода борьбы с пазовым разрядом: уменьшение допусков на размер стержня, так, чтобы последний укладывался в паз практически без зазора; закрепление стержня в пазу с помощью отверждающейся полупроводящей замазки; уплотнение стержня с боковых сторон полупроводящими волнистыми пружинящими прокладками. Кроме того, во всех случаях требуется плотная заклиновка пазов.

На изоляцию гидрогенераторов действуют в основном такие вещества из окружающей среды, как кислород воздуха; влага, содержащаяся в воздухе или попадающая в изоляцию в виде жидкости масло, попадающее из систем смазки подпятников и из тормозной системы; пыль от тормозов.

Данные вещества ухудшают свойства изоляции, поэтому при эксплуатации ГГ их воздействие необходимо сводить к минимуму.

Механическим воздействиям изоляция подвергается как во время изготовления и ремонта генератора, так и во время его эксплуатации. Механические воздействия приводят к возникновению в изоляции деформаций растяжения, сжатия, изгиба, смятия, кручения, а также к трению поверхности стержней о прилегающие к ним детали. При неблагоприятных условиях это приводит к появлению дефектов изоляции в виде трещин, складок, расслоения и местного уменьшения толщины.

Статор ГГ со стержневой обмоткой имеет большое число контактных соединений (более 1000). Наличие дефектов даже в одном соединении сказывается на надежности работы ГГ. Контактные соединения выполняются с помощью пайки твердым припоем.

В практике встречаются следующие дефекты контактных соединений: недостаточное заполнение места пайки припоем; малая площадь спаиваемых поверхностей, включения флюса; пережог элементарных проводников и т.п.

Возникновение дефекта в контактном соединении приводит к двум существенным последствиям: возрастает переходное сопротивление контакта и уменьшается его механическая прочность. Повышение переходного сопротивления является причиной перегрева контактного соединения. Перегрев приводит к ускоренному тепловому старению изоляции соединений, ее термическому разрушению. Сильный перегрев может вызвать пробой по воздуху на «землю» и обрыв цепи статора. Уменьшение механической прочности контактного соединения может привести к нарушению контакта в соединении стержней или шин под действием их вибрации и деформации. В месте обрыва возникает мощная дуга, приводящая к тяжелым последствиям: междуфазному короткому замыканию, повреждению шин, кронштейнов, пожару в обмотке с выгоранием изоляции, меди.



Витковые замыкания возникают при изготовлении и сборке обмотки статора, а также во время эксплуатации. Основной причиной возникновения витковых замыканий в ГГ с катушечной обмоткой является металлическое замыкание витков вследствие грубых дефектов или разрушения витковой изоляции. В генераторах со стержневой обмоткой витки могут замкнуться лишь при замыкании между соседними стержнями в лобовых частях. Витковой изоляцией в этом случае являются два слоя корпусной изоляции и промежутки между стержнями. Пробивное напряжение этой изоляции при самых неблагоприятных условиях во много раз выше напряжений между витками. Поэтому в стержневых обмотках витковые замыкания в результате дефектов изоляции не возникают; они могут явиться следствием посторонних причин.

В случае замыкания элементарных проводников в пазу происходит сильный разогрев места замыкания, который может привести к обугливанию изоляции в близлежащих местах и к разрастанию повреждения.

При замыкании соседних элементарных проводников в лобовых частях нагрев в месте замыкания существенно меньше и как следствие такого повреждения возможно разрушение участка корпусной изоляции в лобовых частях с возникновением виткового или межвиткового замыкания.

Методы выявления наиболее характерных дефектов изоляции обмотки статора ГГ приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Методы выявления наиболее характерных дефектов изоляции обмотки статора ГГ

Наиболее характерные дефекты	Измерение сопротивления изоляции	Испытание напряжением промышленной частоты	Испытание выпрямленным напряжением с	Измерение интенсивности частичных разрядов	Осмотр		
					Без выемки стержня	С выемкой стержня	С выемкой стержня и оценкой микроструктуры
Тепловое старение	-	+	-	-	+	+	+
Перегрев изоляции	-	+	-	-	+	+	+
Ионизационное разрушение связующего элементарных проводников	-	+	-	+	-	+	-
Повреждение пазовым разрядом	-	+	-	+	-	+	-
Увлажнение изоляции общее	+	-	+	-	-	+	-
Увлажнение изоляции местное	+	-	+	-	-	+	-
Проникновения масла в изоляцию	-	-	-	-	+	+	-

## 9.2 Повреждения в роторе

Обмотка ротора генератора находится под сравнительно невысоким напряжением, и поэтому ее изоляция имеет значительно больший запас электрической прочности, чем изоляция статорной обмотки. Однако из-за значительных механических усилий, обусловленных большой частотой вращения роторов турбогенераторов (1500-3000 об/мин), относительно часто наблюдаются случаи повреждения изоляции и замыкания обмотки ротора на корпус (т.е. на землю) в одной или двух точках.

Замыкание на корпус в одной точке обмотки ротора неопасно, так как ток в месте замыкания очень мал и нормальная работа генератора не нарушается. Но при этом повышается вероятность возникновения опасного для генератора аварийного режима в случае появления второго замыкания на корпус в другой точке цепи возбуждения. При двойных замыканиях часть витков обмотки ротора оказывается зашунтированной; сопротивление ротора при этом уменьшается, и в обмотке появляется повышенный ток, что вызывает дальнейшие разрушения в месте повреждения и может вызвать горение изоляции обмотки ротора. Кроме того, из-за нарушения симметрии магнитного потока в воздушном зазоре между ротором и статором, обусловленного замыканием части витков обмотки ротора, возникает сильная вибрация, опасная для генератора. Особенно большая и опасная вибрация появляется при двойном замыкании на землю на гидрогенераторах и синхронных компенсаторах (СК), имеющих явнополюсные роторы.

## 9.3 Дефекты ротора

Асимметрия магнитного поля в воздушном зазоре ГГ может быть следствием двух основных причин - асимметрии собственно воздушного зазора и наличия короткозамкнутых витков в обмотке возбуждения полюсов ротора. Асимметрия зазора возможна вследствие неправильной формы расточки статора и (или) огибающей полюсов ротора. Для удобства анализа асимметрия магнитного поля, обусловленная неправильной формой статора, условно называется «неподвижной», а обусловленная искажением формы ротора или наличием короткозамкнутых витков - «вращающейся».

Неподвижная асимметрия магнитного поля вызывает значительную силу одностороннего магнитного тяжения между ротором и статором. Под действием этой силы вал ротора будет все время прижат к одним и тем же сегментам направляющих подшипников, что может вызвать выдавливание в этих участках масляной пленки и возникновение граничного трения, приводящего к перегревам сегментов и подплавлению вкладышей. Кроме того, может образоваться контактная коррозия в местах посадки обода ротора на спицы и полюсов на обод.

Ослабление посадки обода отмечается довольно часто, особенно в первый период эксплуатации генераторов. Качество расклиновки обода ротора на остановленном генераторе проверяется ударом кувалдой по клиньям. При

удовлетворительной расклиновке звук звонкий, в случае ослабления посадки звук глухой. При специальных исследованиях применяют способ относительных динамических перемещений или измерение механических напряжений тензометрами в спицах.

Вращающаяся асимметрия магнитного поля вызывает низкочастотные вибрации сердечника статора, сопровождающиеся характерным шумом, и биение валопровода.

У генераторов подвешенного исполнения вибрации сердечника передаются на опорные конструкции, что может привести к усталостному разрушению узлов крепления и фундамента, что чревато аварийным остановом генератора. Биение вала обуславливает увеличение давления на сегменты направляющих подшипников, в результате возможны повышенный общий нагрев.

Отмеченные характерные признаки вращающейся асимметрии магнитного поля позволяют обнаружить ее в достаточно ранний период, задолго до возникновения повреждений конструктивных узлов. Для этого используют механический или электромагнитный способы контроля магнитного поля.

Увеличение сопротивлений контактных соединений обмоток возбуждения. Значительные токовые нагрузки обмоток возбуждения мощных ГТ делают весьма уязвимыми контактные соединения. Ухудшение электрического контакта в межполюсных соединениях и в соединениях катушек с токоподводами может быть следствием недостатков конструкции креплений перемычек, технологии лайки и низкого качества припоя. Увеличение сопротивлений контактных соединений возможно в результате появления трещин или выкрашивания припоя, что обусловлено значительными перемещениями и деформациями этих элементов в процессе эксплуатации, а также старением припоя. Качество паяных соединений проверяется перед вводом в эксплуатацию и в период ревизий и ремонтов измерением активного сопротивления. Увеличение сопротивления контактных соединений влечет за собой их перегрев вплоть до выплавления припоя или даже выгорания части перемычки и нарушения электрического контакта.

Повышенный нагрев контактных соединений выявляется при осмотре и определении следов перегрева - изменения цвета соединения, наличия обугливания изоляционных материалов. Перегрев возможно обнаружить, контролируя интенсивность инфракрасного излучения или состав выделяющихся аэрозолей или газов с помощью термоиндикаторов.

Снижение сопротивления изоляции цепей возбуждения. Цепи возбуждения ГТ состоят из обмотки ротора, шин, источников рабочего или резервного возбуждения, схемы гашения поля, измерительных, защитных и коммутационных устройств.

Снижение сопротивления изоляции цепей возбуждения может быть вызвано локальными снижениями сопротивления изоляции любых элементов указанных устройств. Причинами могут оказаться загрязнение увлажнение, обмасливание изоляции, ее механическое повреждение, перегревы контактных соединений отдельных элементов. Своевременное выявление указанных дефектов достигается периодическим контролем сопротивления изоляции

системы возбуждения и проверкой электрической прочности изоляции. Сопротивление изоляции измеряется на остановленном генераторе с помощью мегаомметра 5000 или 1000 В при температуре 10-30°C. Сопротивление изоляции обмотки ротора должно быть не менее 0,5 МОм. Электрическая прочность изоляции цепей возбуждения в условиях эксплуатации проверяется на остановленном генераторе напряжением 8ном частотой 50 Гц.

На основании результатов измерений сопротивления изоляции, сопоставления их с данными приемочных и предшествующих испытаний принимается решение о дальнейшем режиме работы генератора.

Рекомендации по обследованию конструктивных элементов ротора гидрогенератора. Значительное количество дефектов ротора генератора и их признаков может быть обнаружено при простейшем органолептическом обследовании, а также с помощью элементарных приспособлений.

Нарушение приварки клиньев полюсов выявляется при осмотре сварных швов приварки (полное или частичное выкрашивание шва, наличие блеска металла в изломе, наличие местных непроваров сварном шве).

Выползание клиньев полюсов может возникнуть в случае отсутствия или нарушения сварных швов. Для его обнаружения применяется пробная забивка полюсных клиньев. Кроме того, выползание клиньев можно распознать по натирам и рискам на них

Контактная коррозия на клиньях полюсов определяется при осмотре полюсных клиньев. Интенсивность контактной коррозии оценивается по количеству продуктов коррозии.

Трещины и изломы перемычек обмоток возбуждения полюсов обнаруживаются при осмотре перемычек и их крепления.

Перегревы перемычек обмоток полюсов устанавливаются при осмотре по наличию характерных пятен - следов перегрева.

Перегревы активной стали полюсов ротора распознаются при осмотре торцевых частей полюсов или всего полюса (при вынутом роторе). Определяются листы активной стали со следами слабого и сильного перегрева.

Трещины и изломы демпферной обмотки фиксируются визуально. Перегревы соединений демпферной обмотки и интенсивность перегрева оценивается, как и в случае перегревов перемычек обмоток полюсов.

Ослабление крепления и выползание клиновых шпонок обода могут возникнуть при отсутствии или нарушениях сварных швов приварки клиновых шпонок обода. Наличие дефекта устанавливается визуально. По натирам и рискам на поверхности шпонок можно судить об их выползании или ослаблении.

Контактная коррозия на клиновых шпонках обода выявляется при осмотре определяется интенсивность коррозии и проводится ее оценка.

Результаты такого обследования используются для определения степени развития дефектов и выработки мероприятий по их устранению.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Катуньского гидроузла на реке Катунь, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 190 МВт и среднемноголетняя выработка 1 млрд. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 41,9 м;
- расчетный – 32,2 м;
- минимальный – 27,2 м;

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ50-В, ПЛД50-В60° и РО45-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ50-В-600. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-660/100-32 с номинальной активной мощностью 64 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (3 одиночных блока, 3 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-80000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТС-2500/13,8, для ВЛЭП – сталеалюминовые провода марки АС-240/39.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой. В состав сооружения входят:

- левобережная глухая бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 35 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 445;
- число водопропускных отверстий – 3;
- ширина водопропускных отверстий – 4 м;
- отметка гребня плотины – 493,05;
- ширина гребня – 15,5 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется способ свободно отброшенной струи.

Бетонная плотина разделяется по длине постоянными температурными швами на отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при температурной деформации в различных частях тела плотины и при неравномерных осадках основания.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,35 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Катуньского гидроузла соответствует всем требованиям надежности и другим требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 125 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,26 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 52100 руб./кВт.

Таким образом строительство Тунгусского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106 стр.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох П.И., Нещеретный П.М., Чекулаев В.А. Козловые краны для гидроэлектростанций. М., «Машиностроение», 1972. – 168 с.
11. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ. 19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
16. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
22. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>
23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
24. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
25. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
28. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.



29. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
30. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
31. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
32. Постановление Правительства Российской Федерации «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс]: постановление правительства от 02.11.2013 №986 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
33. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
34. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
35. Справочник по гидравлическим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
36. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84\*. – М.: Минрегион России, 2012.
37. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
39. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84\*. – М.: Минрегион России, 2012.
40. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
41. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117-ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
42. Инаходова Л.М., Гольдштейн В.Г., Казанцев А.А. О проблемах электроснабжения и повышения энергоэффективности при применении современных силовых трансформаторов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2014. № 5. С. 107–111.

43. Кузнецов Д.В., Гольдштейн В.Г. Совершенствование концепции и методов организации энергоснабжения мегаполисов // Промышленная энергетика. 2014. № 2. С. 7–12.

44. Александров Н.В. Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем. Новосибирск: НГТУ, 2014. 155 с.

45. Савинцев Ю.М. Анализ состояния производства в РФ силовых масляных СТ I-III габаритов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2012. № 1. С. 43–53.

46. Флиппов А.Е., Соснин В.В. Энергосберегающие трансформаторы с магнитопроводами из аморфных сплавов // Энерго Эксперт. 2012. № 2. С. 52–54.

47. Хавроничев С.В., Сошинов А.Г., Галушак В.С., Копейкина Т.В. Современные тенденции применения аморфных сплавов в магнитопроводах силовых трансформаторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. № 12. С. 607–610.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчёты

## Водно-энергетические расчёты

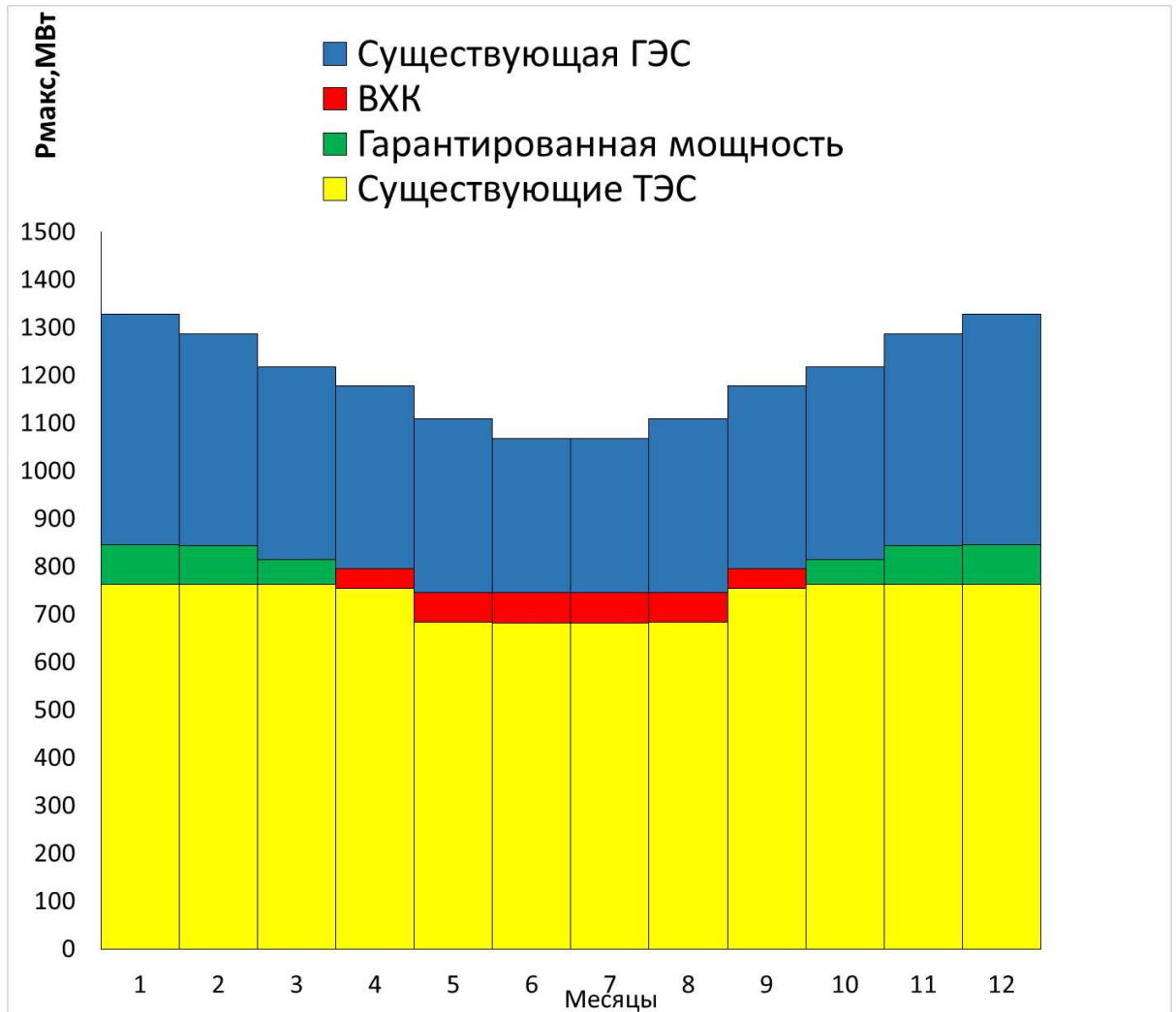


Рисунок А.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяцы	Q полез. м <sup>3</sup> /с	Qн.б. м <sup>3</sup> /с	Q вдхр м <sup>3</sup> /с	Q ГЭС м <sup>3</sup> /с	Q х.сбр. м <sup>3</sup> /с	Q ВХК м <sup>3</sup> /с	V нач, км <sup>3</sup>	dV, км <sup>3</sup>	V кон., км <sup>3</sup>	Z нач. ВБ, м	Z кон. ВБ, м	Zср. ВБ,м	Z НБ,м	Н, м	N гэс, МВт	N гар., МВт
11	160	412	249	409	0	200	6,68	0,65	6,03	490	488,11	489,06	449,64	38,99	139	139
12	68	551	480	548	0	200	6,03	1,24	4,79	488,11	484,12	486,12	450,25	35,44	169	169
1	204	627	420	624	0	200	4,79	1,09	3,70	484,12	480,18	482,15	450,56	31,16	169	169
2	210	549	336	546	0	200	3,70	0,87	2,83	480,18	476,70	478,44	450,24	27,77	132	139
3	377	335	-45	332	0	200	2,83	-0,12	2,94	476,70	477,18	476,94	449,27	27,24	79	79
4	396	250	-149	247	0	250	2,94	-0,39	3,33	477,18	478,75	477,97	448,40	29,13	63	0
5	447	250	-200	247	0	250	3,33	-0,52	3,85	478,75	480,75	479,75	448,40	30,92	66	0
6	616	250	-369	247	0	250	3,85	-0,96	4,81	480,75	484,18	482,47	448,40	33,64	72	0
7	596	250	-349	247	0	250	4,81	-0,90	5,71	484,18	487,13	485,66	448,40	36,82	79	0
8	454	250	-207	247	0	250	5,71	-0,54	6,25	487,13	488,76	487,94	448,40	39,11	84	0
9	266	200	-69	197	0	200	6,25	-0,18	6,43	488,76	489,28	489,02	448,18	40,41	69	0
10	225	228	0	225	0	200	6,43	0,00	6,43	489,28	489,28	489,28	448,71	40,14	79	79

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяцы	Q полез. м <sup>3</sup> /с	Qн.б. м <sup>3</sup> /с	Q вдхр м <sup>3</sup> /с	Q ГЭС м <sup>3</sup> /с	Q х.сбр. м <sup>3</sup> /с	Q ВХК м <sup>3</sup> /с	V нач, км <sup>3</sup>	dV, км <sup>3</sup>	V кон., км <sup>3</sup>	Z нач. ВБ, м	Z кон. ВБ, м	Zср. ВБ,м	Z НБ,м	Н, м	N гэс, МВт	N гар., МВт
11	160	400	237	397	0	200	6,68	0,61	6,06	490	488,21	489,10	449,58	39,09	135	135
12	68	533	462	530	0	200	6,06	1,20	4,85	488,21	484,38	486,30	450,17	35,69	165	165
1	204	600	393	597	0	200	4,86	1,02	3,84	484,38	480,74	482,56	450,45	31,68	165	165
2	210	549	336	546	0	200	3,84	0,87	2,97	480,74	477,31	479,03	450,24	28,36	135	135
3	377	308	-72	305	0	200	2,97	-0,19	3,16	477,31	478,07	477,69	449,14	28,13	75	75
4	396	250	-149	247	0	250	3,16	-0,39	3,54	478,07	479,60	478,84	448,40	30,00	64	0
5	447	250	-200	247	0	250	3,54	-0,52	4,06	479,60	481,56	480,58	448,40	31,75	68	0
6	616	250	-369	247	0	250	4,06	-0,96	5,02	481,56	484,92	483,24	448,40	34,41	74	0
7	596	250	-349	247	0	250	5,02	-0,90	5,92	484,92	487,80	486,36	448,40	37,52	81	0
8	454	250	-207	247	0	250	5,92	-0,54	6,46	487,80	489,39	488,59	448,40	39,76	85	0
9	266	200	-69	197	0	200	6,46	-0,18	6,64	489,39	489,90	489,65	448,18	41,04	70	0
10	225	215	-13	212	0	200	6,64	-0,03	6,68	489,90	490,00	489,95	448,64	40,88	75	75

Продолжение приложения А

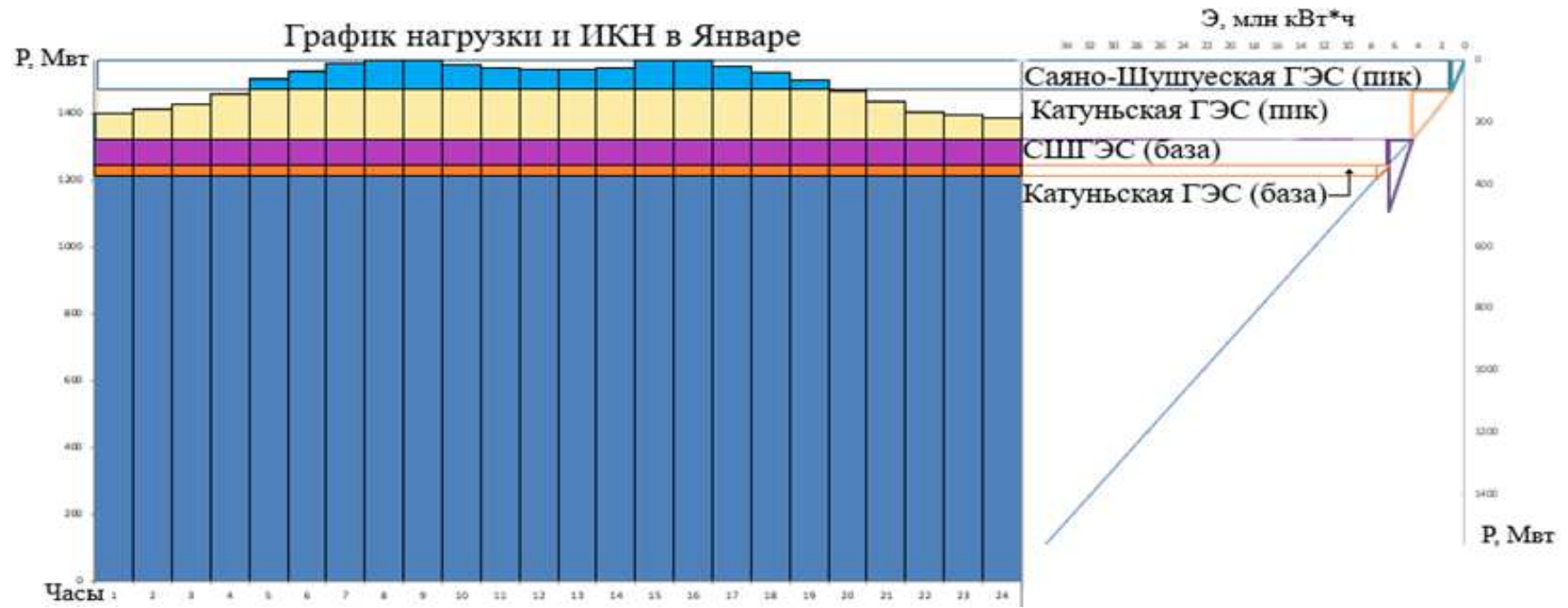


Рисунок А.2 – Суточный график нагрузки января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

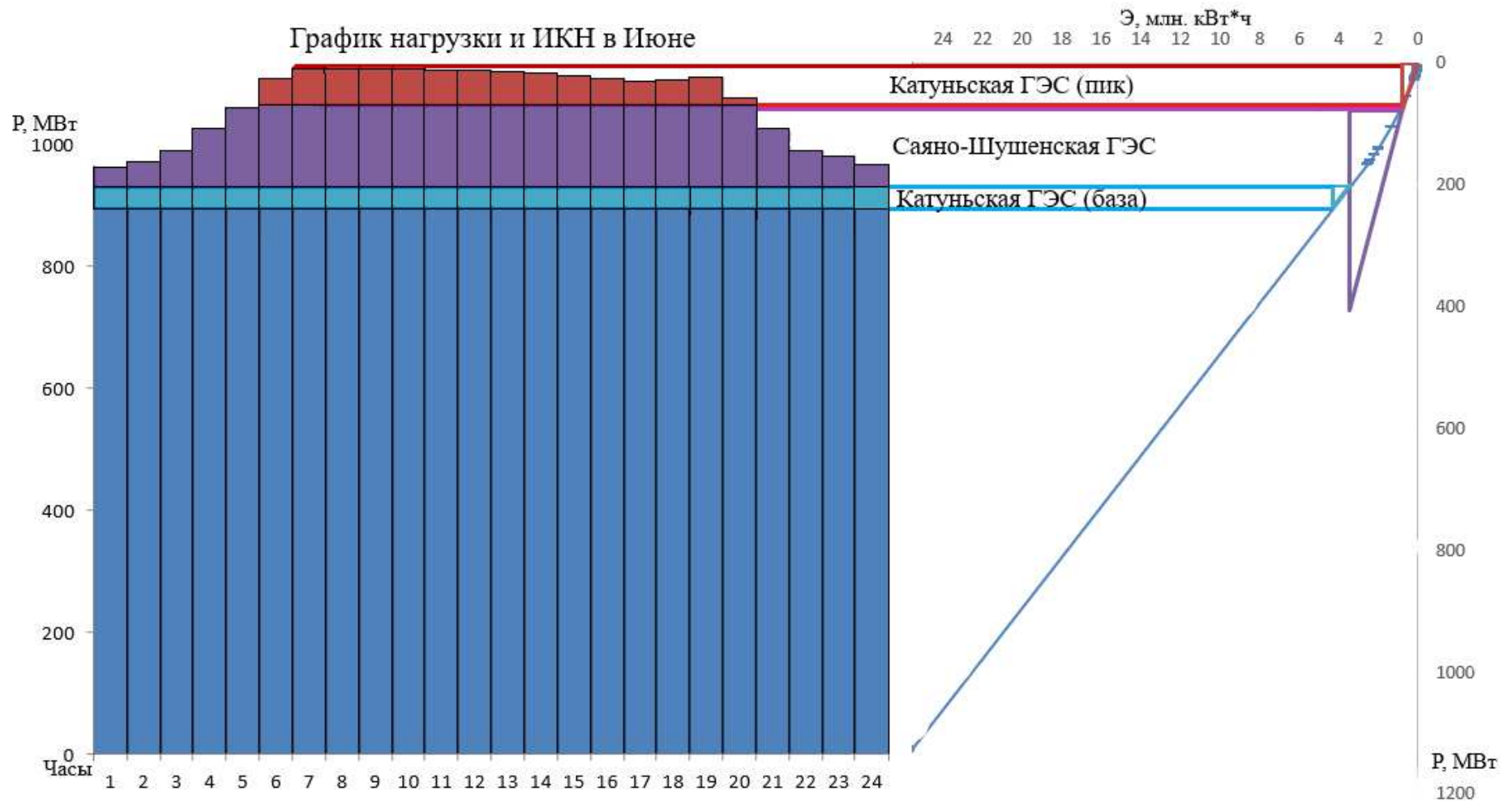


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки июня, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

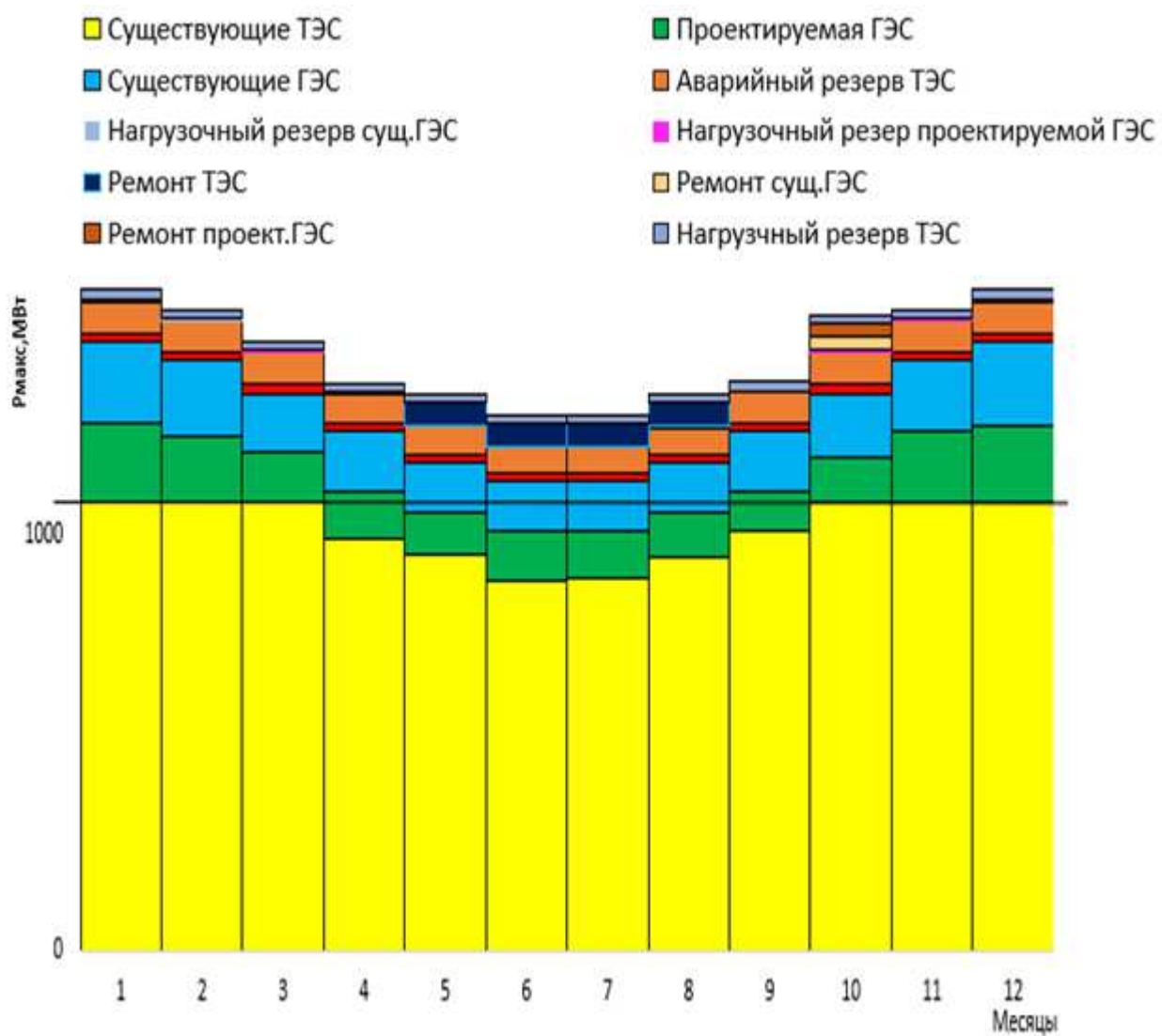


Рисунок А.4 – Баланс мощности



Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Работа ГЭС по режиму сработки расчётного маловодного года

Месяцы	Q полез. м <sup>3</sup> /с	Qн.б. м <sup>3</sup> /с	Q вдхр м <sup>3</sup> /с	Q ГЭС м <sup>3</sup> /с	Q х.сбр. м <sup>3</sup> /с	Q ВХК м <sup>3</sup> /с	V нач, км <sup>3</sup>	dV, км <sup>3</sup>	V кон, км <sup>3</sup>	Z нач. ВБ, м	Z кон. ВБ, м	Zср. ВБ,м	Z НБ,м	H, м	N гэс, МВт	Эгэс, млн.МВт.ч
11	266	506	237	503	0	200	6,68	0,61	6,06	490	488,21	489,10	450,06	38,62	169	0,12
12	213	678	462	675	0	200	6,06	1,20	4,87	488,21	484,38	486,30	450,75	35,12	206	0,15
1	217	613	393	610	0	200	4,87	1,02	3,85	484,38	480,74	482,56	450,50	31,63	168	0,12
2	229	568	336	565	0	200	3,85	0,87	2,98	480,74	477,31	479,03	450,32	28,28	139	0,10
3	377	200	-180	197	0	200	2,98	-0,47	3,44	477,31	479,19	478,25	448,55	29,27	50	0,04
4	496	250	-249	247	0	250	3,44	-0,65	4,09	479,19	481,64	480,41	448,40	31,58	68	0,05
5	551	250	-304	247	0	250	4,09	-0,79	4,88	481,64	484,42	483,03	448,40	34,20	73	0,05
6	768	250	-521	247	0	250	4,88	-1,35	6,23	484,42	488,69	486,56	448,40	37,72	81	0,06
7	626	455	-174	452	0	250	6,23	-0,45	6,68	488,69	490,00	489,35	449,19	39,73	156	0,11
8	515	518	0	515	0	250	6,68	0,00	6,68	490,00	490,00	490,00	449,40	40,17	180	0,13
9	313	316	0	313	0	200	6,68	0,00	6,68	490,00	490,00	490,00	448,67	40,89	111	0,08
10	288	291	0	288	0	200	6,68	0,00	6,68	490,00	490,00	490,00	449,05	40,52	102	0,07
Э ср.многол. = 1008 млн. кВт*ч																

Окончание приложения А

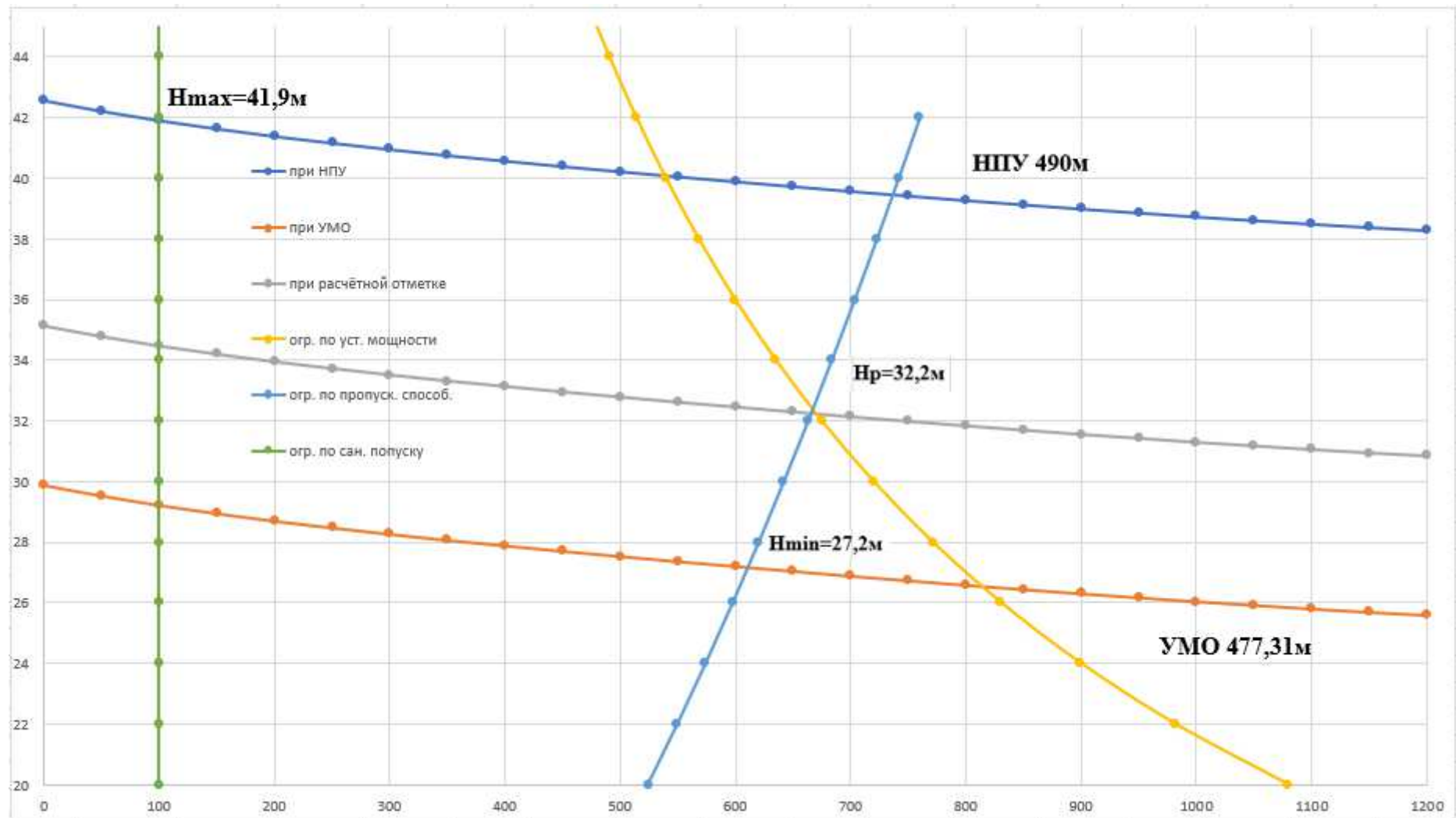


Рисунок А.5 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование

## Основное и вспомогательное оборудование

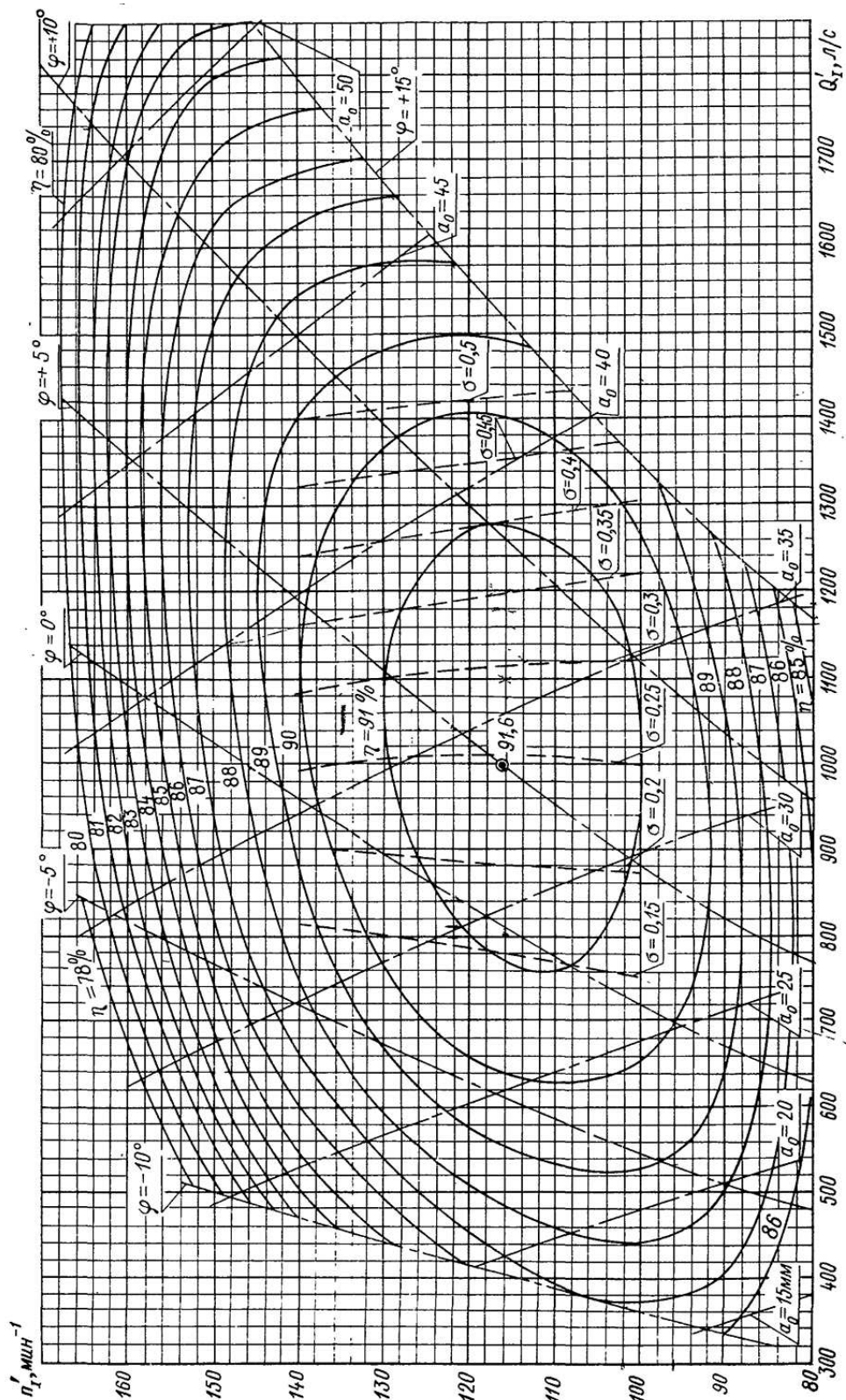


Рисунок Б.1 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ50-В-600

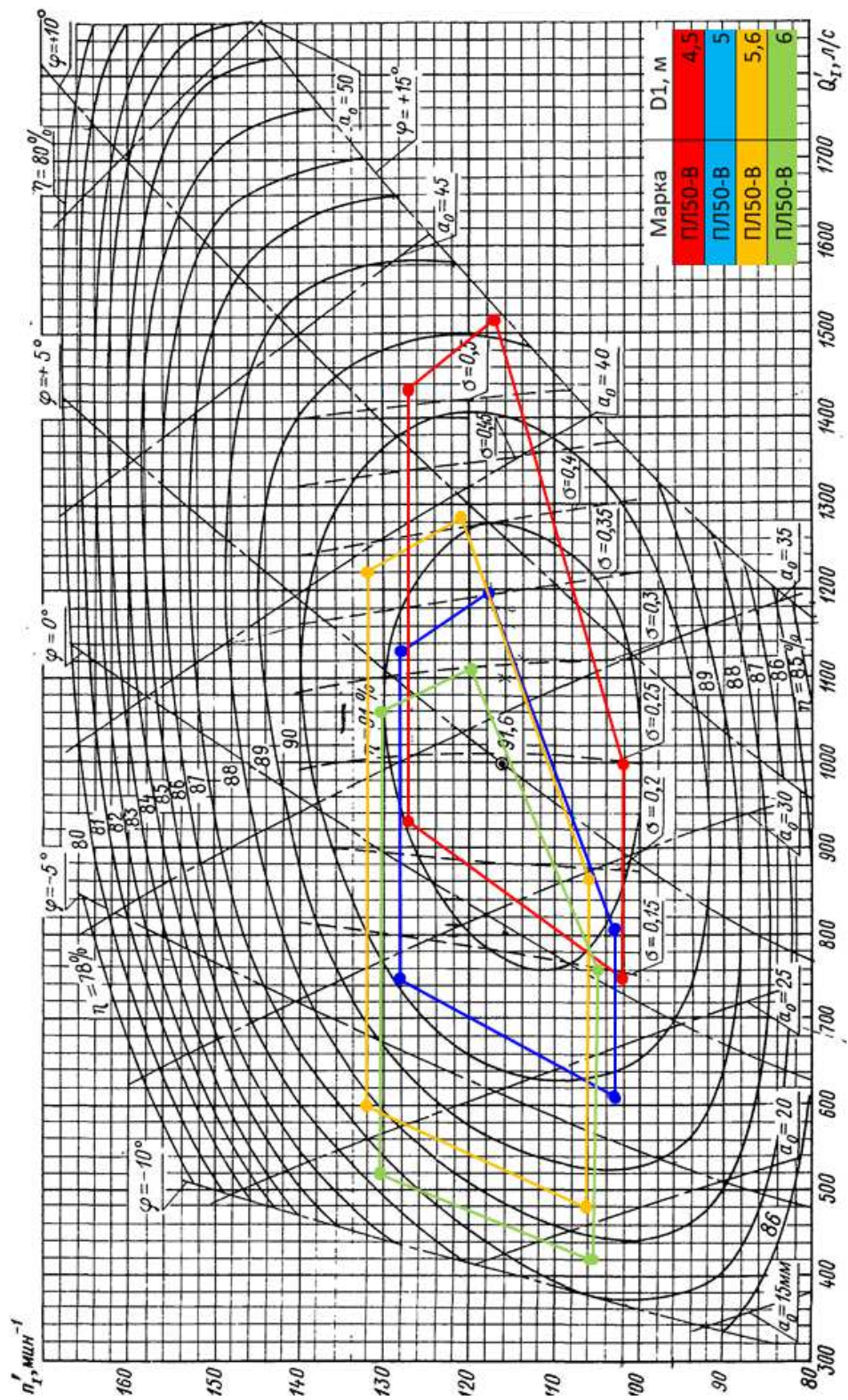


Рисунок Б.2 – Рабочие зоны гидротурбин: ПЛ150-В

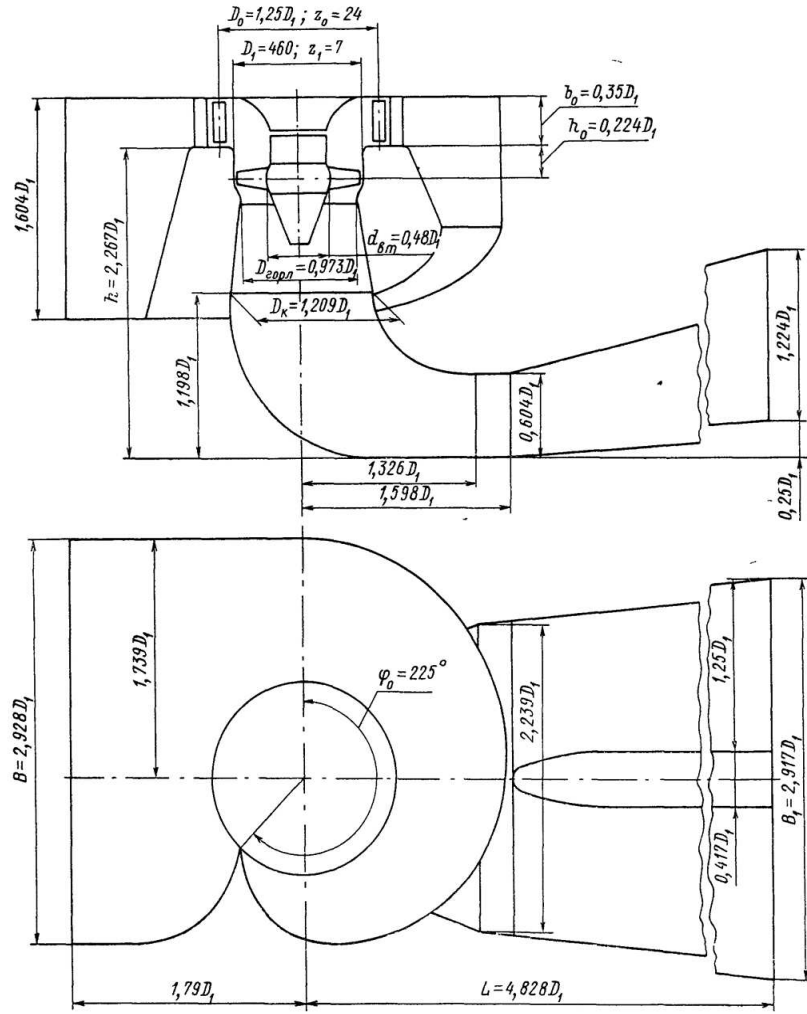


Рисунок Б.3 – Проточная часть гидротурбины ПЛ150-В-600





## ПРИЛОЖЕНИЕ В. Технико-экономические показатели

### Технико-экономические показатели

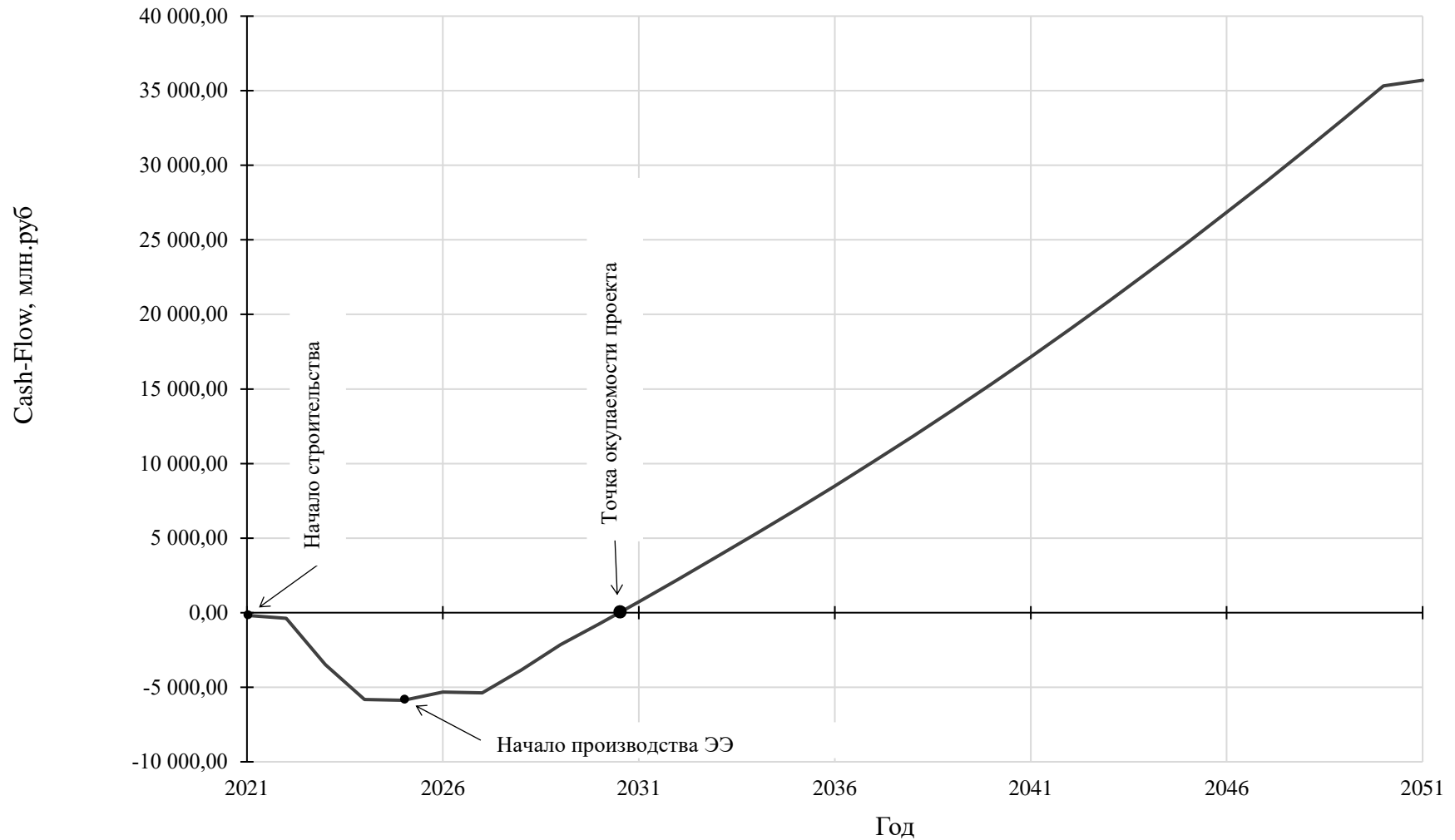



Рисунок В.1 – Укрупнённые этапы реализации проекта

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


Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей.  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
подпись.      инициалы, фамилия  
«21» июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАТУНЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ. ДЕФЕКТЫ И  
НЕИСПРАВНОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ  
тема

Руководитель  канд.тех.наук. зав. кафедрой ГГЭЭС А.А. Ачитаев  
подпись, дата      должность      инициалы, фамилия

Выпускник  В.С. Лыспак  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021