

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.А. Ачитаев

подпись

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Бийской ГЭС на реке Катунь.
Фазоповоротный трансформатор. Область применения, принцип действия**

Руководитель	_____	<u>зав. кафедрой ГГЭЭС,</u>	
	подпись, дата	<u>канд. техн. наук</u>	<u>А.А. Ачитаев</u>
		должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Студент	_____		<u>И.А. Абаев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бийской ГЭС на реке Катунь. Фазоповоротный трансформатор. Область применения, принцип действия»

Консультанты по разделам:

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БИЙСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	10
1.1 Климат.....	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Инженерно-геологические изыскания	12
1.4 Сейсмическая обстановка	13
1.5 Энерго-экономическая характеристика региона	13
2 Водноэнергетические расчёты и выбор установленной мощности	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов.....	14
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов	15
2.1.3 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)	15
2.1.4 Выбор расчётного маловодного года (P=90%)	16
2.2 Определение установленной мощности по водно-энергетическим расчётам.....	17
2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса	17
2.2.2 Баланс энергий.....	18
2.2.3 Режим работы ГЭС по условию маловодного года	19
2.2.4 Баланс мощности	20
2.2.5 Определение установленной мощности Бийской ГЭС	22
2.2.6 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	23
3.1.1 Построение режимного поля Бийской ГЭС по напору и расходу	23
3.1.2 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам	24
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы	27
3.3 Выбор серийного гидрогенератора	28
3.4 Выбор вспомогательного оборудования	29
4 Электрическая часть	30
4.1 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	30
4.1.1 Выбор синхронного генератора	30
4.1.2 Выбор силового трансформатора	30
4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд станции	31
4.3 Выбор отходящих линий РУ ВН	32

4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основе технико-экономического сравнения вариантов	33
4.5	Расчёт токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов	33
4.6	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов	34
4.7	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ.....	34
4.8	Выбор параметров КРУЭ.....	36
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора	38
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	38
5.2	Перечень защит основного оборудования	38
5.3	Расчёт номинальных токов	40
5.4	Описание защит и расчет их уставок	40
5.4.1	Продольная дифференциальная защита	40
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	43
5.4.3	Защита от повышения напряжения	45
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	45
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	49
5.4.6	Дистанционная защита генератора.....	51
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	54
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	56
6	Компоновка и сооружения гидроузла	57
6.1	Определение класса сооружения.....	57
6.1.1	Определение отметки гребня бетонной плотины	57
6.2	Гидравлические расчеты.....	59
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	60
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	61
6.2.3	Построение профиля водосливной грани	63
6.2.4	Расчёт сопряжения потока в НБ	64
6.2.5	Расчет носка трамплина и дальности отлета струи	65
6.3	Конструирование плотины	68
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	68
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	68
6.3.3	Быки	69
6.3.4	Устои	69
6.3.5	Определение ширины плотины по гребню	69
6.3.6	Галереи и дренаж в теле плотины	69
6.3.7	Расчет цементационной завесы и дренажа	70
6.4	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	71
6.4.1	Определение основных нагрузок на плотину	71
6.4.2	Вес сооружения	71
6.4.3	Сила гидростатического давления воды	72
6.4.4	Равнодействующая взвешивающего давления	73

6.4.5	Сила фильтрационного давления	73
6.4.6	Давление грунта	73
6.4.7	Волновое воздействие	75
6.5	Оценка прочности плотины	75
6.5.1	Определение напряжений	75
6.5.2	Критерии прочности плотины и её основания.....	78
6.6	Обоснование устойчивости плотины	79
7	Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды.....	81
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	81
7.2	Охрана труда.....	81
7.3	Пожарная безопасность.	83
7.4	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне Бийского ГУ	84
7.4.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	84
7.4.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	85
7.4.3	Отходы, образующиеся при строительстве	86
7.4.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	87
8	Технико-экономические показатели	89
8.1	Производство электроэнергии и расходы в период эксплуатации	89
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	89
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	90
8.1.3	Налоговые расходы	93
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	94
8.3	Анализ денежных потоков.....	95
8.4	Оценка инвестиционного проекта.....	96
8.4.1	Методология, исходные данные	96
8.4.2	Коммерческая эффективность	97
8.4.3	Бюджетная эффективность	98
8.5	Анализ чувствительности	98
9	Фазоповоротный трансформатор	101
9.1	Общие сведения о ФПТ.....	101
9.2	Принцип действия ФПТ.....	102
9.3	Эффект коррекции фаз.....	104
9.4	Область применения	104
9.5	Особенности ФПТ	105
9.6	Выводы	106
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	108
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	109
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Водноэнергетические расчеты.....	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудования	118
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Таблица уставок и матрица отключения защит	121

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Сбор нагрузок, эпюры напряжений	123
--	-----

ВВЕДЕНИЕ

Одной из самых важных направлений энергетики является гидроэнергетика, высокая маневренность гидроагрегатов, дешевизна электроэнергии, простота в обслуживании, нет вредных выбросов в атмосферу и возможность возобновления водных ресурсов несомненно оказывают положительное влияние на развитие этой отрасли во всех странах мира.

Республика Алтай мало развита энергетически, на ее территории функционируют два десятка маломощных солнечных, дизельных и гидроэлектростанций, что не дает возможность крупного развития промышленности и инфраструктуры, а также республика входит в число энергодефицитных районов России, восполнение дефицита происходит за счет энергосистемы Алтайского края.

Необходимость данного региона в современной, мощной и надежной ГЭС очень большая, для обеспечения экологизации, более высокой надежности энергосистемы, экономии на электроэнергии и полного покрытия дефицита в данном районе.

2 Водноэнергетические расчёты и выбор установленной мощности

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов

По исходному ряду таблицы 1.1 выбираем средние максимальные расходы. Затем вычисляем модульные коэффициенты К:

$$K = \frac{Q}{Q_{\text{ср}}} \quad (2.1)$$

Рассчитываем коэффициент вариации C_v и коэффициент асимметрии C_s :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{8,20}{50}} = 0,405 \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{2,18}{50 \cdot 0,405^3} = 1,277 \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,405^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 12,339\% \quad (2.4)$$

Данная ошибка незначительная для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \sqrt{1+6 \cdot 0,405^2+5 \cdot 0,405^4}}}{1,277} \cdot 100\% = 39,48\% \quad (2.5)$$

Результаты расчёта максимальных расходов для основного и проверочного случаев представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

P%	Ф или φ	M _S	K _S	Q, м ³ /с
0,1	4,92	1,99	2,99	3658
1	3,2	1,3	2,3	4093

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов (метод реального года) целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу ($Q_n \geq Q_{\text{ср.год}}$). Тогда остальные месяцы составят маловодный период ($Q_m < Q_{\text{ср.год}}$).

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 \quad (2.6)$$

Далее вычисляем средние расходы за год, период межени и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания вычисляем обеспеченности.

Результаты расчётов представлены в приложении А, таблица А.1.

2.1.3 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1988 и 1949 гг.

Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Среднеполоводное значение для 50% обеспеченности $Q_{\text{п50\%базовое}} = 1307$ м³/с – базовое значение.

Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности $Q_{\text{м50\%базовое}} = 313$ м³/с.

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

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м50\%базовое}}}{Q_{\text{м 1988}}} = \frac{313}{345} = 0,907 \quad (2.7)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п50\%базовое}}}{Q_{\text{п 1988}}} = \frac{1307}{1319} = 1,055 \quad (2.8)$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м50\%базовое}}}{Q_{\text{м 1949}}} = \frac{313}{344} = 0,909 \quad (2.9)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{n 1949}} = \frac{1307}{1295} = 1,055 \quad (2.10)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1949 года, поэтому в качестве средневодного года выбираем его. Умножаем расходы на коэффициенты приведения и в случае изменения среднегодового расхода, производим их корректировку.

2.1.4 Выбор расчётного маловодного года (P=90%)

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности соответствует 1972 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{M 50\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1972}} = \frac{268}{282} = 0,95 \quad (2.11)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{n 1972}} = \frac{1008}{1061} = 0,95 \quad (2.12)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1972 г. без корректировки, т.к. оба коэффициента понижающие, что приведет к изменению среднегодового расхода.

Уточнив окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного лет, проверяем, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года по таблице 2.2. Так как расходы не превышают, дополнительных корректировок производить не нужно.

Таблица 2.2 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года и корректировка

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{50%}	205	196	187	349	1332	1899	1263	722	487	448	348	280
Q _{90%}	198	179	203	249	841	1699	981	721	423	412	347	244
Q _{50%} - Q _{90%}	7	17	-16	100	491	200	282	1	64	36	1	36

2.2 Определение установленной мощности по водно-энергетическим расчётам

2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса

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

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

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр90\%}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.13)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,8$;
 $Q^{\text{пр90\%}}$ – бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h \quad (2.14)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,87$ м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.15)$$

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

Таблица 2.3 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт 90\%}}, \text{ м}^3/\text{с}$	198	179	203	249	841	1699	981	721	423	412	347	244
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0
$Q_{\text{лед}}, \text{ м}^3/\text{с}$	3	3	0	-6	-6	0	0	0	0	2	2	2
$Q_{\text{фильтр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{ м}^3/\text{с}$	5	5	2	-4	-3	3	3	2	2	4	4	4
$Q_{\text{пол.быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	193	174	201	253	844	1696	978	719	421	408	343	240
$Z_{\text{вб}}, \text{ м}$	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	407	407	407	407	408	409	408	408	407	408	408	407

Продолжение таблицы 2.3

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{пол}}, \text{м}$	84	84	84	85	83	82	83	83	84	83	84	84
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	143	129	149	188	617	1223	713	527	311	299	252	177
$N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	351	351	351	354	354	354	354	354	354	351	351	351
$N_{\text{водот}} - N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	-208	-222	-202	-166	263	869	359	173	-43	-52	-99	-173

Исходя из данных таблицы 2.3 можно определить, что 9 месяц – это месяц начала сработки водохранилища.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}} = 500 \text{ МВт} \quad (2.16)$$

2.2.2 Баланс энергий

По данным таблицы 2.4 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.1, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

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

Таблица 2.4 – Данные для построения баланса энергии

Месяцы	$P_{\text{ср}}, \text{МВт}$	$N_{\text{сущ. гЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	$N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$
Январь	1383	400	143	351
Февраль	1345	400	129	351
Март	1278	387	149	351
Апрель	1201	363	188	354
Май	1134	322	617	354
Июнь	1096	304	1223	354
Июль	1096	304	713	354
Август	1134	322	527	354
Сентябрь	1201	363	311	354
Октябрь	1278	387	299	351
Ноябрь	1345	400	252	351
Декабрь	1383	400	177	351

Баланс энергий представлен на рисунке 2.1:

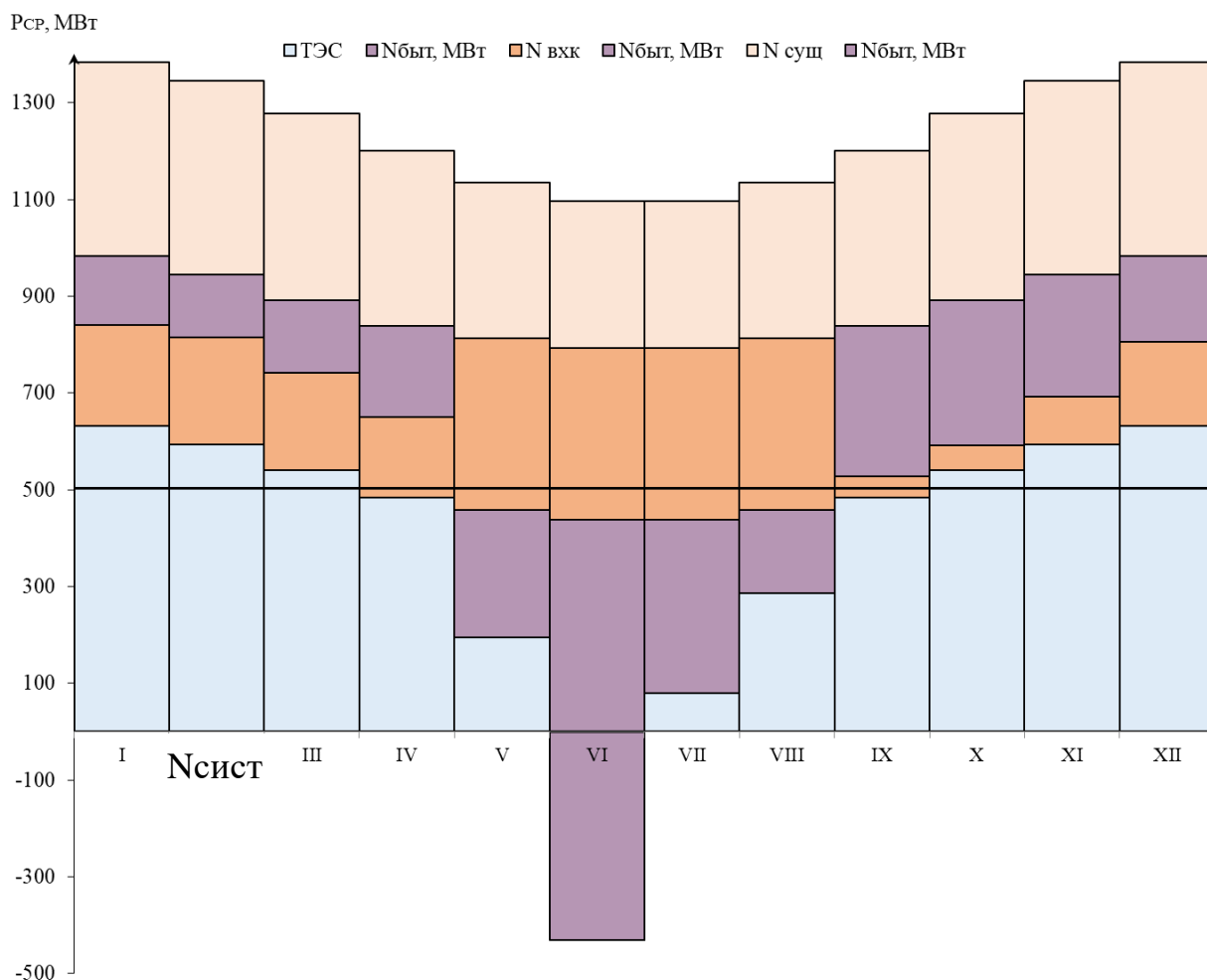


Рисунок 2.1 – Баланс энергий

Также по графику баланса энергий определяем месяц начала сработки водохранилища следующим образом: месяц, в котором бытовая мощность $N_{\text{быт}}$ меньше, чем мощность, требуемая по водохозяйственному режиму $N_{\text{ВХК}}$. В нашем случае – это IX месяц.

2.2.3 Режим работы ГЭС по условию маловодного года

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $V_{\text{НПУ}} = 492$ м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это октябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС.

Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{НБ} = Q_{ВХК} \quad (2.17)$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон} \quad (2.18)$$

$$N_{ГЭС} = N_{Гар} \quad (2.19)$$

Окончательный вариант сработки и наполнения водохранилища приведен в приложении А таблица А4.

Таблица 2.5 – Гарантированная мощность

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{Гар}$, МВт	484	434	384	ВХК						484	434	384

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{Гар} = 472$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 484,12 (м).
- полезный объем – $V_{полезн} = 6,18$ (км³).

2.2.4 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 8% от P_t^{max} .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.2.

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

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{N_{раб}^{max}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{410}{6} = 68 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.20)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{проект.} = \frac{N_{max}^{раб}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{532}{6} = 89 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.21)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭЦ:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{раб}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{518}{6} = 86 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.22)$$

Все полученные данные сведены в таблицу А.5 приложение А. График баланса мощностей представлен на рисунке 2.2:

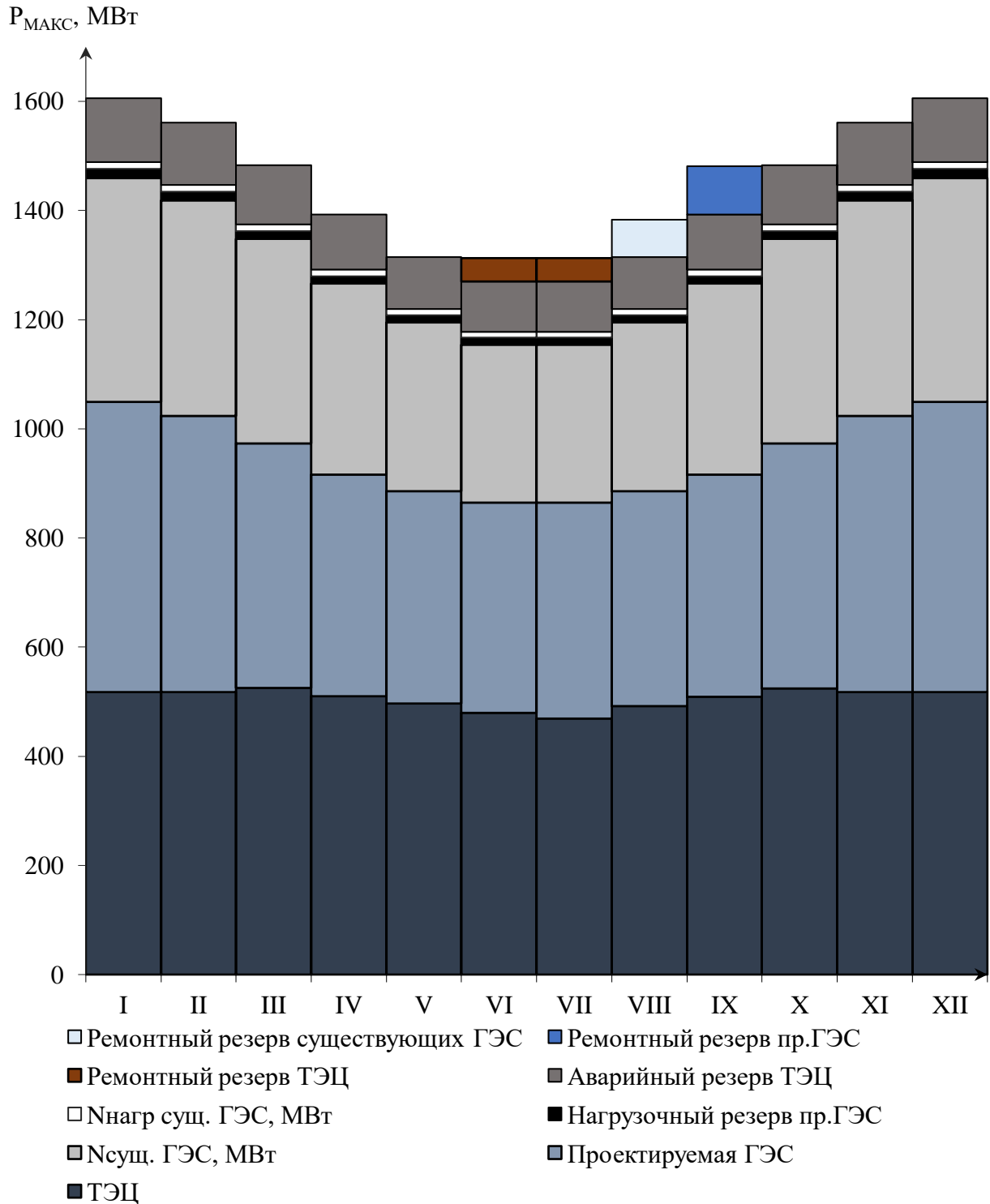


Рисунок 2.2 – Баланс мощностей

2.2.5 Определение установленной мощности Бийской ГЭС

График нагрузки совмещенного с ИКН для определения $N_{\text{раб}}^{\text{ВЫТ}}$ представлен в приложении А рисунок А.1. Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 554 + 16 = 570 \text{ МВт} \quad (2.23)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{ВЫТ}}$ – это максимальная рабочая мощность;
 $N_{\text{рез}}$ – резервная мощность ГЭС.

2.2.6 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднегогодовой выработки

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

Рассмотрим два режима наполнения водохранилища: по отметкам и по мощностям в период наполнения в маловодном году – результаты которых представлены в таблицах А.6 и А.7 приложения А соответственно.

По данным расчетам построим графики сработки и наполнения водохранилища ГЭС на рисунке 2.3 в средневодном и маловодном годах по мощностям.

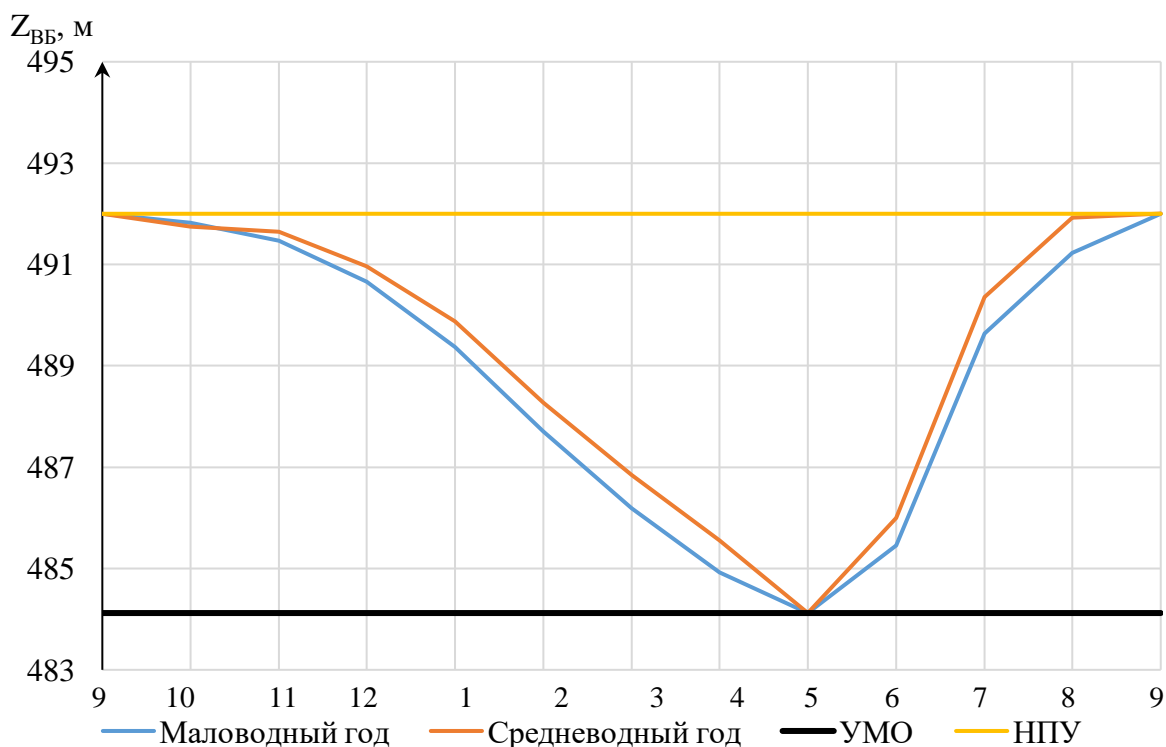


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища в условиях малой и средней водности.

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля Бийской ГЭС по напору и расходу

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

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

Диапазону напоров соответствует РО115-В и ПЛД90-В-45° со следующими параметрами, представленными в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$H_{НПУ}, м$	$H_{УМО}, м$	$H_{ВБ}^{яНБ}$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
0	405,01	86	78	82	85	727	79	795
150	406,52	85	77	80	83	745	77	785
300	407,41	84	76	79	81	763	75	775
450	407,97	83	75	79	79	783	73	764
600	408,35	83	75	78	77	803		
750	408,66	82	75	78				
900	408,95	82	74	78				
1050	409,23	82	74	78				
1200	409,51	82	74	77				
1350	409,77	81	73	77				

Из построенного режимного поля на рисунке 3.1 определяем:

– максимальный напор $H_{\max} = 84,0$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по расходу санитарного попуска;

– расчётный напор $H_{\text{расч}} = 78,0$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор $H_{min} = 74,9$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

– минимальный и максимальный расходы равны 240 и 790 м³/с соответственно.

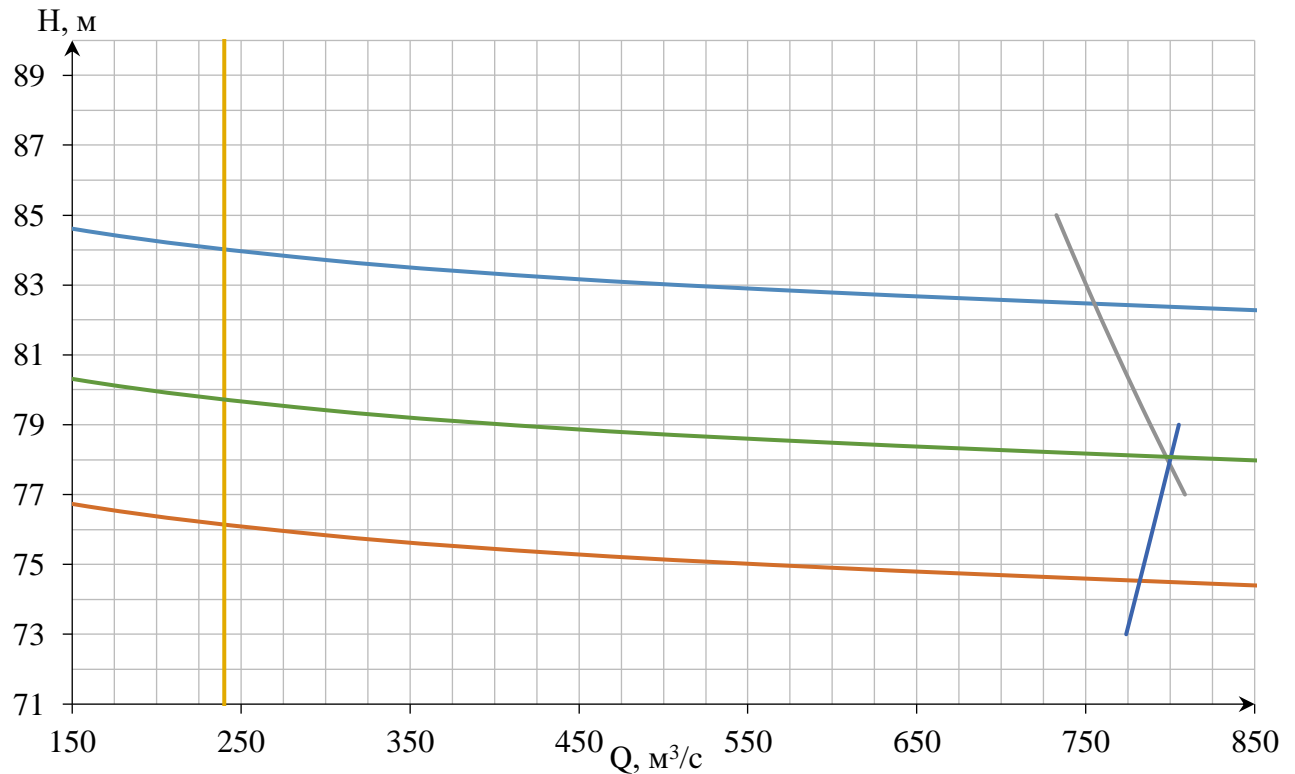


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.1.2 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{пред}$, при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{пред}$, при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- Радиально-осевая РО115-В-560
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД90-В45-560.

Необходимо проверить отношение $H_{min}/H_{пред}$ (см. 3.1). Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{74,9}{90} = 0,83 \quad (3.1)$$

Допустимое отношение для РО115-В и ПЛД90-В45 $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,5$.

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяет условию. Параметры моделей выбранных гидротурбин занесены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин.

Параметр		РО115-В	ПЛД90-В-45°
Максимальный напор	$H_{пред}$	115	90
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,8	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	75	111
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,921	0,906
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	1080	1600
Приведенный диаметр РК	$D'_{1м}, \text{м}$	0,5156	0,46
Напор модельной турбины	$H_{м}, \text{м}$	4	12

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2. Задаемся рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

Мощность агрегата в расчетной точке

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{1р} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где $Q'_{1р}$ – приведенный расход в расчетной точке;
 η_T – КПД натурной турбины;
 η_G – КПД генератора.

КПД натурной турбины

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon^5 \sqrt{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.3)$$

где η_M - КПД модельной турбины;
 $D_{1\text{мод}}$ – диаметр модельной турбины;
 $H_{\text{мод}}$ – напор модельной турбины;
 D_1 – диаметр натурной турбины;
 H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_n, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

Количество агрегатов

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 570$ МВт)

$N_{\text{агр}}$ - мощность агрегата.

Расчитанное значение $Z'_{\text{агр}}$ округляется в большую сторону (Z_a)

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} \quad (3.5)$$

Поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_m} \quad (3.6)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{\text{Iр}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где $n'_{\text{Iр}}$ - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

Максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения:

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

$$n'_{\text{I расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta \cdot H_p)^{0.5}} \quad (3.9)$$

$$n'_{\text{I min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta \cdot H_{\text{max}})^{0.5}} \quad (3.10)$$

произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_{I p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} \quad (3.11)$$

произведение для ограничения по генератору

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} \quad (3.12)$$

приведенные расходы

$$Q'_{I \text{ max}} = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{min}} \cdot \Delta'}} \quad (3.13)$$

$$Q'_{I \text{ min}} = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta'}} \quad (3.14)$$

На главной универсальной характеристике проводим линии $n'_{I \text{ max}}$, $n'_{I p}$, $n'_{I \text{ min}}$. Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_p подбираем такое сочетание, чтобы выполнялось равенство (3.11).

Для получения окончательного значения расчётной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n'_{I \text{ min}}$ соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом находим координаты точки по уравнению (3.12).

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координаты универсальной характеристики для двух значений напора H_{min} и H_{max} по формулам (3.13) и (3.14) соответственно.

Расчеты ПЛД90-В и РО115-В нескольких диаметров представлены в приложении Б таблицах Б.1 и Б.2 соответственно.

Сопоставление различных турбин:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Условия транспортировки.

В результате проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса некоторые турбины выбывают из рассмотрения, так как рабочая точка выходит за линию ограничения мощности либо находится за пределами зоны работы турбины. Таким образом, продолжим расчет для следующих турбин: ПЛД90-В-560, РО115-В-560.

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

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

$$\nabla z_{\text{рк}} = \nabla z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.15)$$

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

H_s – высота отсасывания для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$H_s = 10,3 - \frac{\nabla_{\text{НБ}}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{\text{хп}} \quad (3.16)$$

Расчетное значение высоты отсасывания для турбины ПЛД90-В-560 представлено в таблице 3.4 и определяется для одного из трех неблагоприятных режимов работы турбины.

Таблица 3.4 Значения высоты отсасывания для турбины ПЛД90-В-560

	ns'	δ	Q'	Q	∇	Hs	Отметка уст РК
H _{макс}	82	0,170	0,87	250,0547	406,5	-5,24	401,26
H _{расч}	85	0,22	0,97	268,7412	406,59	-7,74	398,85
H _{мин}	87	0,21	0,95	257,8342	406,51	-6,69	399,82

3.3 Выбор серийного гидрогенератора

Гидрогенератор является важнейшей частью оборудования для выработки электроэнергии, поэтому выбирают его с особой точностью.

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

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n} = 44, \quad (3.17)$$

где n – частота вращения агрегата.

По каталогу приняли гидрогенератор СВ-960/190-44. Номинальные данные представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-960/190-44

Активная мощность $P_{\text{ном}}$, МВт	190
Коэффициент мощности $\cos\varphi_{\text{ном}}$	0,85
Частота вращения $n_{\text{ном}}$, об/мин	136,4

3.4 Выбор вспомогательного оборудования

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

По номограмме [7] определена маслonaпорная установка МНУ6,3/1-40-8-2. Данная маслonaпорная установка номинальным объемом 6,3 м³, давление 40 кгс/см².

4 Электрическая часть

4.1 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

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

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

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

Выбор напряжения распределительного устройства обусловлен наличием в непосредственной близости (80 км) подстанции ПС - Горная 220кВ, имеющей связь с энергосистемой республики Алтай.

4.1.1 Выбор синхронного генератора

По проведенным ранее расчетам выбирается синхронный генератор СВ-960/190-44. Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Паспортные данные генератора СВ-960/190- 44

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	223
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	190
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	136,4
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	15,75
Индуктивные сопротивления	x''_d	о.е.	0,24
	x'_d	о.е.	0,33
	x_d	о.е.	1,01

4.1.2 Выбор силового трансформатора

По каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбирается силовой трансформатор ТДЦ-225000/220.

- Т – трехфазный;
- Д - дутье;

- Ц – циркуляция масла принудительная;
- 225000 - номинальная мощность трансформатора, кВА;
- 220 - значение высшего напряжения, кВ.

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2:

Таблица 4.2 - Паспортные данные трансформатора ТДЦ-225000/220

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	225
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{вн}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{нн}$	кВ	15,75
Напряжение короткого замыкания	U_k	%	10,5
Потери короткого замыкания	ΔP_k	кВт	530
Потери холостого хода	ΔP_x	кВт	110
Ток холостого хода	I_x	%	0,3

4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд станции

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

$$P_{СН}^{станции} = P_{установленная} \cdot 570 \cdot 0,01 = 5,70 \text{ МВт} \quad (4.1)$$

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд.

По подходящей мощности выбираются трансформаторы ТСЗ – 10000/15,75/6,3/0,4

Расшифровка ТСЗ – 10000/15,75/6,3/0,4

- Т-трансформатор.
- С-сухой.
- З-защищённый.
- 10000- номинальная мощность трансформатора, кВА.
- 6,3/0,4 - значение низшего напряжения, кВ.
- 15,75/6,3 - значение высшего напряжения, кВ.

Параметры трансформатора ТСЗ – 10000/15,75/6,3/0,4 представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3-Параметры трансформаторов ТСЗ – 10000/15,75/6,3

Наименование величины	Обозначение	ТСЗ – 2000/15,75/6,3
Номинальная полная мощность	$S_{НОМ}$, МВА	10
Высшее напряжение	$U_{ВЫС}$, кВ	15,75
Низшее напряжение	$U_{НИЗ}$, кВ	6,3
Потери активной мощности	ΔP , кВт	14
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP_x , кВт	2,7
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	1,4
Напряжение короткого замыкания	ΔU_K , %	6

4.3 Выбор отходящих линий РУ ВН

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ:

$$S_{\Sigma} = \Sigma P_{Г} - P_{с.н.} = 570 - 5,48 = 565,52 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.2)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ $P_{нат} = 135 \text{ МВт}$.
Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{Л} = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{P_{перед\ k}}{\cos(\varphi)}} + 1 = \frac{542,52}{\frac{135 \cdot 1,2}{0,85}} + 1 = 4 \quad (4.3)$$

Принимается 4-х цепная ВЛ 220 кВ.

Рабочий ток линии:

$$I_{раб} = \frac{P_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{542520}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 355,93 \text{ А} \quad (4.4)$$

Расчетный ток линии:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 321,51 = 373,73 \text{ А}, \quad (4.5)$$

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

Послеаварийный ток:

$$I_{п.ав.} = \frac{P_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{542520}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 474,58 \text{ А} \quad (4.6)$$

Принимается провод марки АС-400/18. Каталожные данные представлены в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС-400/18

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Удельное активное сопротивление	$r_{уд}$	Ом/км	0,07
Удельное реактивное сопротивление	$x_{уд}$	Ом/км	0,4
Предельно допустимый ток	$I_{доп}$	А	830

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основе технико-экономического сравнения вариантов

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

Для первого варианта при количестве присоединении $n=6$ принимаем схему РУ одиночного блока.

Капиталовложения:

$$K = K_T \cdot n + K_{СН} \cdot m + K_{РУ} \cdot t = 48471300 \cdot 3 + 1050000 \cdot 20 + 17600000 \cdot 7 = 324563900 \text{ р;} \quad (4.7)$$

где n – количество силовых трансформаторов;

K_t - стоимость силового трансформатора;

m – число трансформаторов собственных нужд;

$K_{сн}$ - стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{ру}$ – стоимость ячейки КРУ

4.5 Расчёт токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов

Для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора использован программный комплекс «RastrWin3» результаты расчета сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	$I_{п.о}, \text{кА}$	i_y
Однофазное КЗ	КРУЭ 220 кВ	6,61	10,28
Трехфазное КЗ	КРУЭ 220 кВ	4,41	6,68
Трехфазное КЗ	Вывода генераторов	10,48	26,68

4.6 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов

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

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

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} \quad (4.8)$$

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot 6,48 = 6,804 \text{ кА}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max(ПУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном}} = \frac{223}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,54 \text{ кА} \quad (4.9)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{542,52}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,32 \text{ кА} \quad (4.10)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{542,52}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,43 \text{ кА} \quad (4.11)$$

4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ

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

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6.

Сводная таблица генераторного разъединителя РВРЗ-20/8000 представлена в таблице 4.7.

Приборы устанавливаемые в цепях генераторов представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя ВГГ-10

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}}$	$I_{\text{ном}} = 6,804 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{пр.скв}} = 39,06 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 90 \text{ кА}$
i_y	$i_{\text{пр.скв}} = 109,04 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 230 \text{ кА}$
Вк.расч, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 176,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.7 – Сводная таблица генераторного разъединителя РВРЗ–20/8000

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}}$	$I_{\text{ном}} = 6,804 \text{ А}$	$I_{\text{раб.max}} = 8000 \text{ А}$
i_y	$I_{\text{пр.скв}} = 109,04 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 125 \text{ кА}$
Вк.расч, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 176,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 97200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	0,5	55
Синхронизатор	АС-М	0,5	20
			$\Sigma = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$

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

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и

регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

Выбирается трансформатор тока ТШВ 15Б/0,2/10Р-225000/5. Производитель ООО «Заводэлектротехнического оборудования». Проверка трансформатора тока ТШВ 15Б/0,2/10Р-225000/5 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШВ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 6804 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-15 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 15,75 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

4.8 Выбор параметров КРУЭ

Параметры для КРУЭ представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору ячеек КРУЭ высшего напряжения

Расчетные данные	Выключатель фирмы ЗАО «ЗЭТО» ЯГГ-220	В состав выбранной ячейки КРУЭ входит разъединитель. $U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ};$ $I_{\text{ном}} = 4150 \text{ кА};$
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 430 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4150 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 0,05 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$	
$i_y = 0,02 \text{ кА 1Ф}$		

Ячейка КРУЭ типа ЯГГ- 220 представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока и др., помещенных в металлическую оболочку, заполненную шестифтористой серой.

5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

В таблицах 5.1 – 5.3 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформаторов Бийской ГЭС.

Таблица 5.1 – Паспортные данные генератора СВ-960/190-44

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	223,00
	активная, МВт	190,00
Номинальное напряжение, кВ		15,75
Коэффициент мощности, о. е.		0,85
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		136,4
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		8560
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1615
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		240
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	1,01
	переходное, о. е.	0,33
	сверхпереходное, о. е.	0,24
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,24
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		1,1

Таблица 5.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-225000/220

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	225
Номинальное напряжение, кВ	242/15,75
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

Таблица 5.3 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-10000/15,75

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	10,0
Номинальное напряжение, кВ	15,75/6,3
Напряжение короткого замыкания, %	6,0
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [2] согласно мощности генератора, приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-960/190-44 – 223,00 МВ · А:

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

- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
 - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
 - Защита от повышения напряжения;
 - Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
 - Защита от симметричных перегрузок статора;
 - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
 - Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
 - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Защиты силового трансформатора ТДЦ-225000/220:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Устройство выбора повреждённой фазы трансформатора, охватывающие обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);
 - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
 - Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220);
 - Резервная максимальная токовая защита;
 - Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформаторного блока;
 - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформаторного блока;
 - Реле тока охлаждения трансформаторного блока.
- Защиты трансформатора СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
 - Защита от потери охлаждения;
 - Защита от перегрева масла;
 - Защита от перегрузки;
 - Реле тока охлаждения.
- Защиты воздушных линий 220 кВ:
- Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
 - Резервные защиты:
 - Трёхступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий;
 - Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

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

5.3 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМГ}}} = \frac{223000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 8,17 \text{ кА} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1 \cdot 8175}{10000/5} = 4,09 \text{ А} \quad (5.2)$$

Мощность генератора возбуждения (ВГ):

$$S_{\text{НОМ.ВГ}} = \frac{I_{\text{НОМ.рот.}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ.рот.}} = \frac{1615}{1,2255} \cdot 240 = 316,3 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (5.3)$$

Принят генератор возбуждения мощностью 340 кВ · А.
Номинальный ток ВГ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ВГ}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ ВГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.рот.}}} = \frac{340 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 240} = 817,91 \text{ А} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ВГ, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НН ВГ}}^2 = \frac{I_{\text{ВН ВГ}}^1}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{817,91}{1000/5} = 4,09 \text{ А} \quad (5.5)$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный тока генератора: $I_{\text{НОМ}} = 8175 \text{ А}$.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{НОМ} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 8175 = 408,73 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 0,1 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.7)$$

где $K = 2$ – коэффициент надёжности.

Принята уставка: $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_{НОМ}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{max}, \quad (5.8)$$

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

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трёхфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяется по формуле:

$$I_{max} = \frac{E''}{x''_d} \cdot I_{НОМ} \quad (5.9)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,24} \cdot 8175 = 3849 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.10)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надёжности;

$$I_T = I_{max} = 38488 \text{ A}$$

$$K_T > \frac{3849 \cdot 2}{38488} = 0,2$$

Принята уставка: $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.12)$$

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

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

$$I_{OTS} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 8175 = 49,05 \text{ кА} \quad (5.13)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

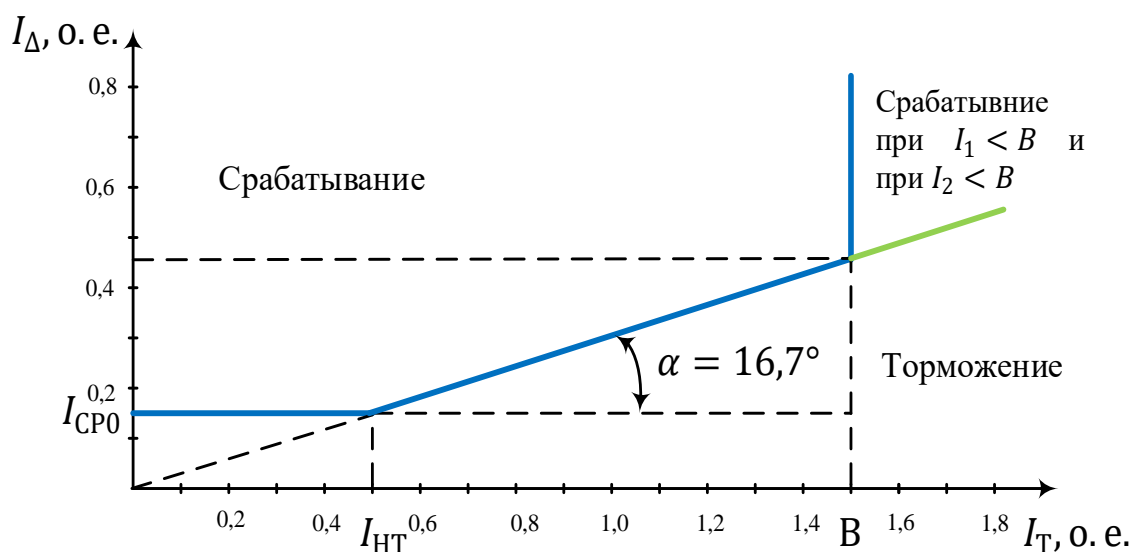


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 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; U_0 включается напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармонике выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформаторного блока U_0 эл.ст. при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт U_0 эл.ст. выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

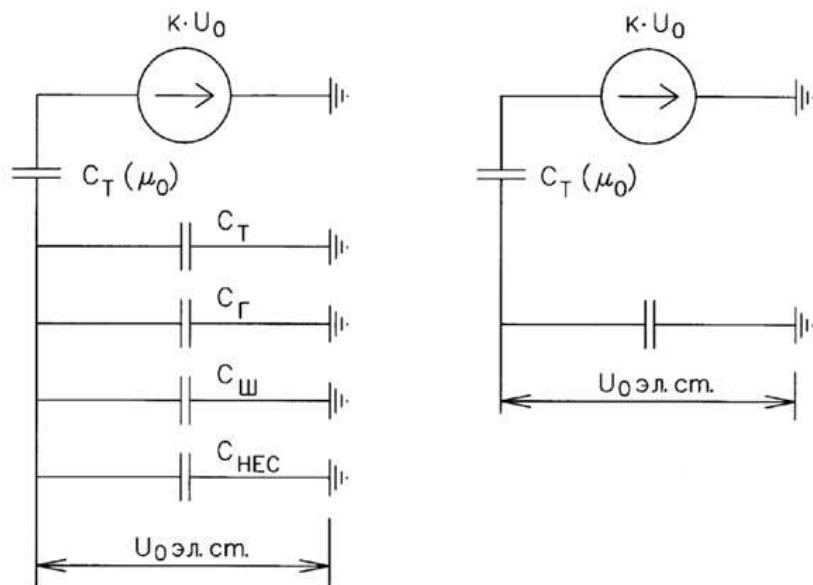


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения U_0 эл.ст.

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 1,1 + 0,008 + 0,45 = 1,565 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.14)$$

где $C_T = 0,0073$ мкФ/фазу – ёмкость фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\Gamma} = 1,1$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

$C_{\text{Ш}} = 0,008$ мкФ/фазу – ёмкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{\text{ВГ}} = 0,45$ мкФ/фазу – ёмкость генераторного комплекса 15,75 кВ.

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,565} = 221,03 \text{ В}, \quad (5.15)$$

где $K = 0,5$ – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора (для трансформаторов с глухо заземлённой нейтралью);

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ} \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,565 = 13,4 \text{ А} \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 221,03}{15,75 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 3,84 \text{ В}, \quad (5.18)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надёжности;

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата;

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

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.19)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,25 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.4.3 Защита от повышения напряжения

1. Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В} \quad (5.20)$$

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

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

Уставка $U1 >$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В} \quad (5.21)$$

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 коротких замыканиях в самом генераторе.

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.22)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.23)$$

где $A = 16$ – 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).

Принята уставка сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$$

2. Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надёжного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 500$ с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18 \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.25)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{16}{0,15^2} = 720 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{16}{I_{*2}^2} \quad (5.27)$$

$$A_{\text{ИО}} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – 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), $t_{\text{ср}}$	16	44	64	100	178	400

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

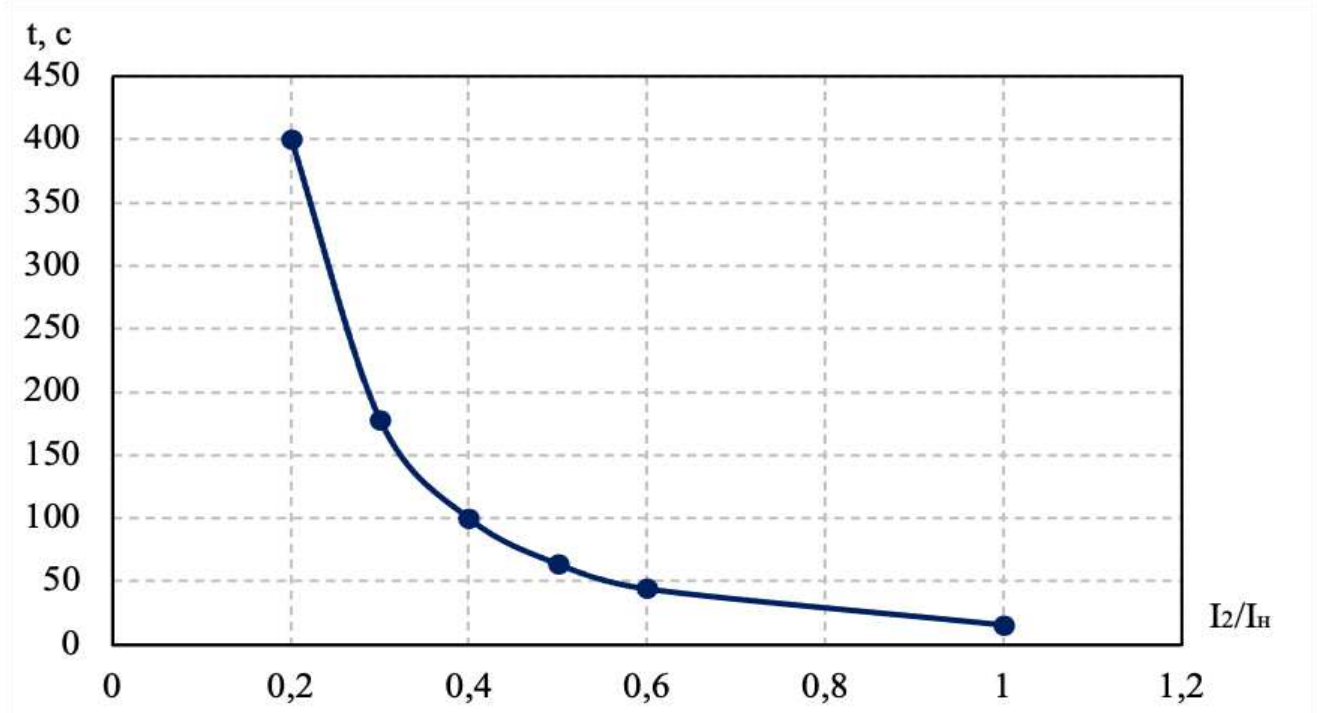


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принято: $t_{\text{мин}} = 16 \text{ с}$, $t_{\text{макс}} = 500 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

- 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: обеспечение чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_T + X_{\text{Л}}^*)}, \quad (5.28)$$

где $X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 32 \cdot \frac{223,00}{242^2} = 0,122;$

$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,24 \cdot (242/15,75)^2 = 56,7$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{223,00}{225} = 0,104$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (56,7 + 0,104 + 0,122)} = 0,0068 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0068 \cdot 2 \cdot \frac{242}{15,75} = 0,21 \quad (5.29)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии.

В связи с отсутствием необходимых данных принята уставка срабатывания по второму условию: $I_{2отс} = 0,21$.

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

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.30)$$

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

$K_B = 0,98$ – 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:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H \quad (5.31)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведённой в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

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

Уставка выдержки времени отключающего органа принята минимальной и равна 0,01 с.

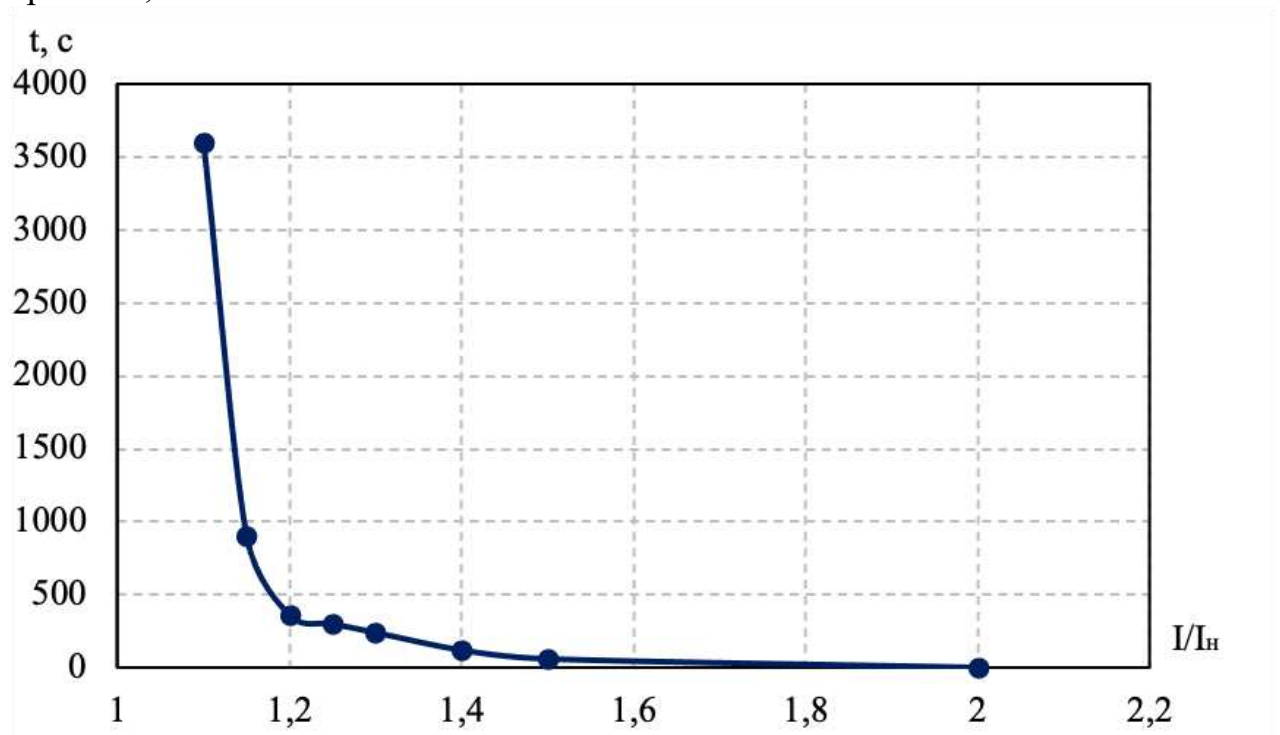


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_H}{0,98} = 1,428 \cdot I_H \quad (5.32)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМГ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 15750 / 100} = 66 \text{ В} \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ, 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 задаётся в виде круга, расположенного в I и II квадрантах со смещением в III и IV квадранты комплексной плоскости сопротивлений.

1. Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. 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 , приведённое к напряжению 220 кВ, по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Бийская ГЭС – Бийск может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 27,33 + \frac{0,8}{4} \cdot 32,57 = 28,38 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где $K_T = 4$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$Z'_{1Л}$ – сопротивление воздушной линии.

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{БН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{10,5 \cdot 242^2}{225} = 27,33 \text{ Ом} \quad (5.36)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_L^2 + R_L^2} = \sqrt{32^2 + 6,06^2} = 32,57 \text{ Ом} \quad (5.37)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{S_{НОМТ}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{U_{БН}^2} \cdot Z'_{1Л} \quad (5.38)$$

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{223,00}{225} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{223,00}{242^2} \cdot 32,57 = 0,108$$

Z_I в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,108 \cdot 1,11 = 0,12 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ Г}}} = \frac{15,75^2}{223,00} = 1,11.$

Уставка будет равна:

$$Z_{I \text{ сз}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,24 \cdot \frac{10000/5}{15,75/0,1} = 1,53 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

Принята уставка: $Z_1 = 1,53 \text{ Ом}.$

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

Принята уставка $\Delta Z = 40 \text{ Ом/с}.$

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 аварийно-ремонтных затворов.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 8560} = 1,06 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 1,06 \cdot \frac{10000/5}{15,75/0,1} = 13,49 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,9 - 0,95}{1,01} = 2,82 \quad (5.43)$$

где x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси;

$\frac{I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.Х.}}$ – отношение номинальных тока ротора к току ротора холостого хода.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.44)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36 \quad (5.45)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен: $\varphi_{НАГР.Ф} = 69,03^\circ$.

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II НАГР.Ф} = Z_{НАГР.Ф} \cdot Z_\phi \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,38 \cdot 1,11 \cdot \frac{10000/5}{15,75/0,1} = 5,37 \text{ Ом} \quad (5.46)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.47)$$

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_\phi = 0,35 \cdot 1,11 = 0,38 \text{ Ом} \quad (5.48)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,38 \cdot \frac{10000/5}{15,75/0,1} = 4,88 \text{ Ом} \quad (5.49)$$

Принята уставка: $Z_2 = 4,88 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{СМ1} = 0,23 \text{ Ом}$; $Z_{СМ2} = 0,73 \text{ Ом}$.

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 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.

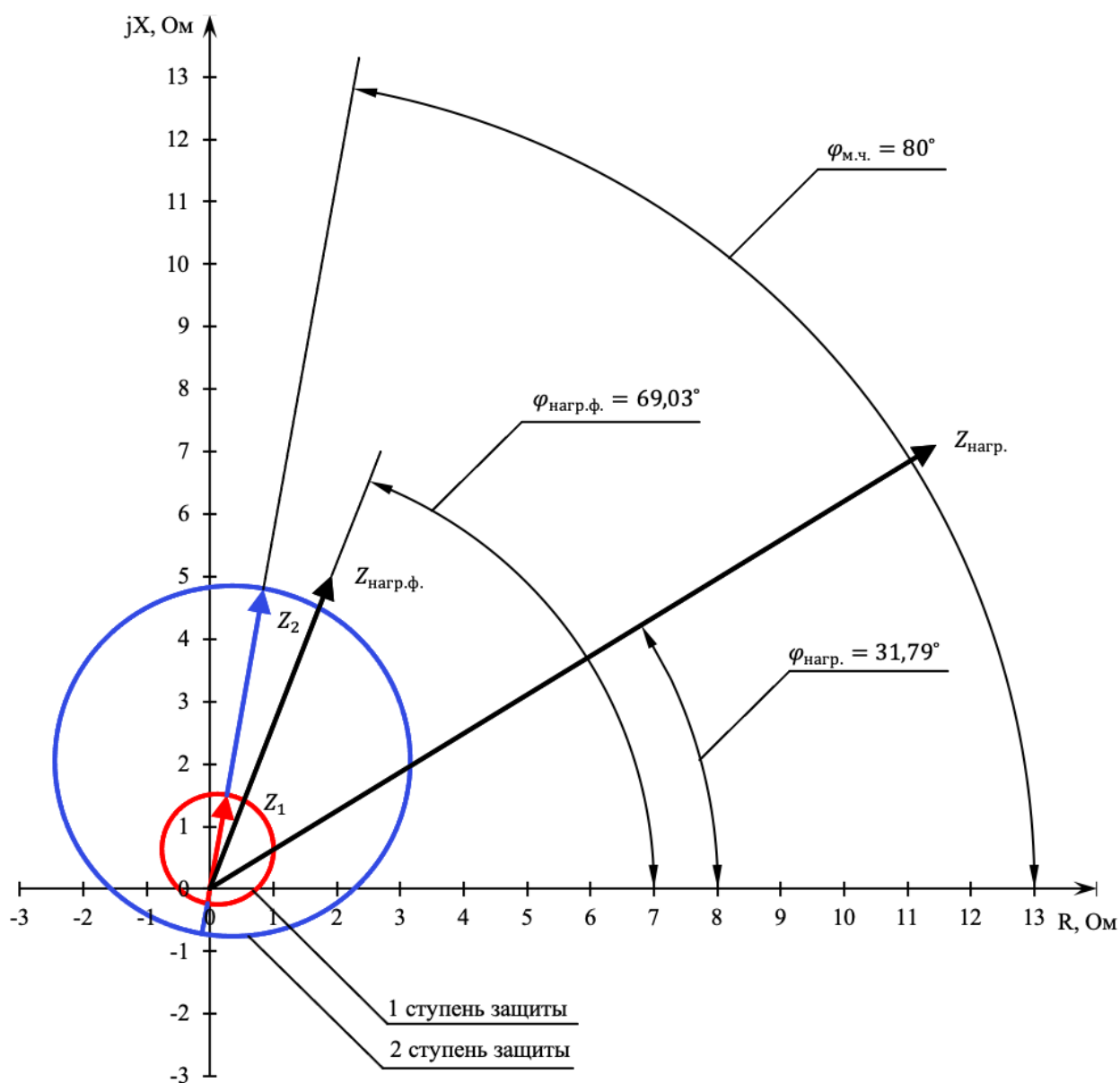


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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 срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_N \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.50)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.51)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

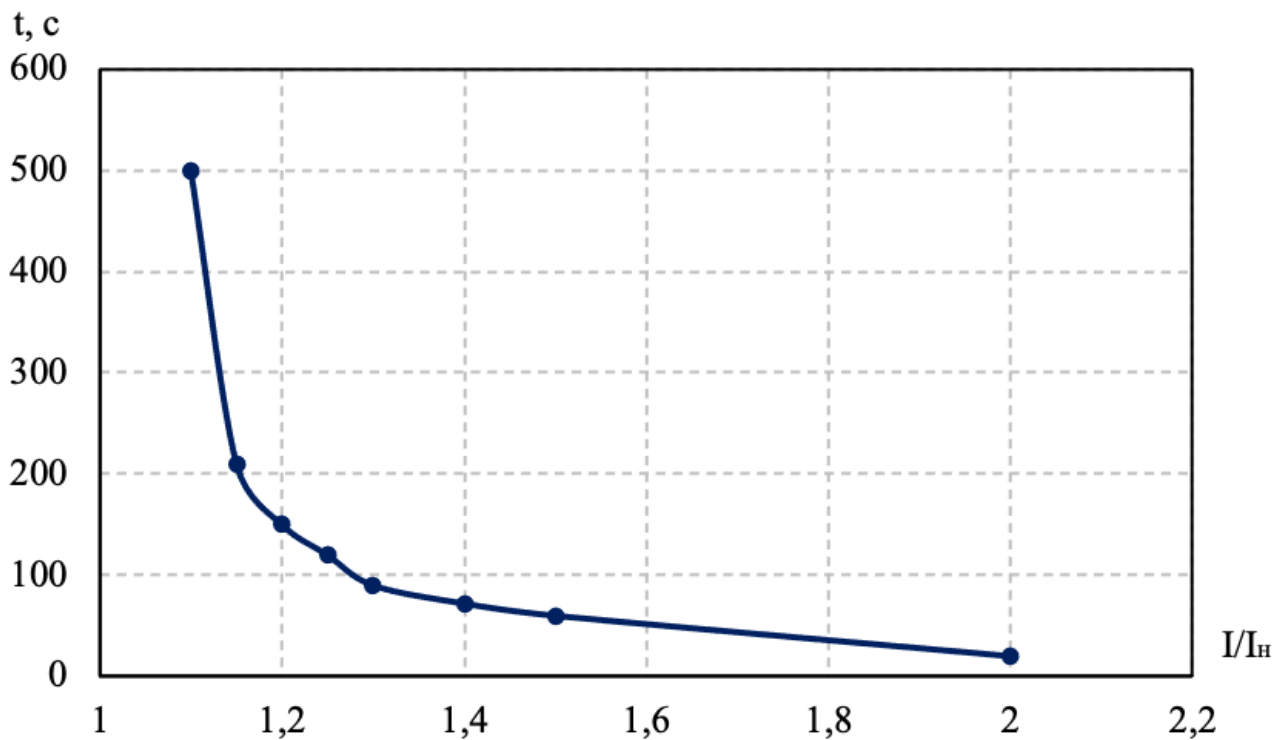


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.52)$$

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

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.

Уставки МП электрических защит и матрица отключений представлены в таблицах В.1 и В.2 приложения В соответственно.

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в соответствии с постановлением Правительства РФ [6].

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 2000 человек. Соответствует II класс сооружения. В нижнем бьефе, на расстоянии 2 км от створа, расположен поселок Чемал, который в результате аварии может пострадать.

$N_{уст} = 570$ МВт, что соответствует II классу сооружения.

Предварительная оценка показала, что высота бетонной плотины находится в пределах 90 м, Грунт основания - гранит. По этим показателям принимается II класс.

6.1.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

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

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

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

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

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 a – конструктивный запас, $a = 0,6$ м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot d)} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где $v = 20$ м/с – расчетная скорость ветра;
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

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

$L = 2200$ м – длина разгона волны;
 $\alpha_w = 0^\circ$;

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{492 - 405}{2} = 43,5 \text{ м} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 2200}{9,81 \cdot 43,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,004 \text{ м}$$

Для нахождения k_i найдём безразмерные величины $\frac{gL}{v^2}, \frac{gt}{v}$:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 2200}{20^2} = 54 \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8, \quad (6.7)$$

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

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

Таблица 6.1 – Результаты, полученные из графика

Пара метр	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 54$	$\frac{g \cdot t}{v} = 10594,8$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,35	4
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,014	0,08

Принимаем наименьшие значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,014$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,35$ и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,014 \cdot v^2}{g} = \frac{0,014 \cdot 20^2}{9,81} = 0,57 \text{ м} \quad (6.8)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,35 \cdot v}{g} = \frac{1,35 \cdot 20}{9,81} = 2,75 \text{ с} \quad (6.9)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,75^2}{2 \cdot 3,14} = 11,8 \text{ м} \quad (6.10)$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}; 43,5 \geq 11,8 \text{ условие выполняется, значит, зона глубоководная.}$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,09 \cdot 0,57 = 1,19 \text{ м}, \quad (6.11)$$

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

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,004 + 1,19 + 0,6 = 1,79 \text{ м} \approx 2,00 \text{ м}$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины равна:

$$\nabla\text{ГБП} = 492 + 2 = 494\text{м}$$

Принимаем $\nabla\text{ГБП} = 494 \text{ м}$.

6.2 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму

водосливной грани и ее сопряжение с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии в нижнем бьефе.

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{max.осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}} - \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.12)$$

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

n – количество гидроагрегатов на станции;

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

$$\begin{aligned} Q_{\text{ГА осн.}} &= \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot (\text{НПУ} - \nabla_{\text{НБ}_{Q_{1\%}}} - \Delta h) \cdot \mu} = \\ &= \frac{190000}{9,81 \cdot (492 - 411 - 0,92) \cdot 0,9} = 268,74 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \end{aligned} \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{осн.расч}} = 2805 - (3 - 1) \cdot 268,74 - \frac{12,03 \cdot 10^9}{8 \cdot 2592000} = 1687,36 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.14)$$

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

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

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

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

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = v_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 6 = 30 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.15)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 30 = 37,5 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{1687,36}{37,5} = 45 \text{ м}$$

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

$$B = n \cdot b = 4 \cdot 12 = 48 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где n – число пролётов;

b – стандартная ширина пролёта, принимается 12 м.

Толщина быка в зависимости от пролета, равна:

$$\delta_B = (0,12 \div 0,16) \cdot b = (0,12 \div 0,16) \cdot 12 = 1,44 \div 1,92 \text{ м} \quad (6.18)$$

Принимаем разрезной бык с $\delta_B = 3$ м.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Определяем напор на гребне водослива без учёта сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{\sigma_H \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1687,36}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,4 \text{ м}, \quad (6.19)$$

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

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \sigma_H \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{6,4}{12} = 0,95, \quad (6.21)$$

где b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

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

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

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{1687,36}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,48 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива определяется как:

$$H_B = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.22)$$

где $v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}$ (6.23)

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_0 = \frac{1687,36}{(492 - 405)(48 + (4 - 1) \cdot 3)} = 0,34 \text{ м/с}$$

Напор на гребне водослива:

$$H_B = 6,48 - \frac{1,1 \cdot 0,34^2}{2 \cdot 9,81} = 6,48 \text{ м}$$

Стандартное значение $H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}$.

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 492 - 7 = 485 \text{ м} \quad (6.24)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 485 + 1,6 \cdot 7 = 496,2 \text{ м} \quad (6.25)$$

Принимаем $\nabla ГБ = 497$ м.

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта – наибольшую из: $\nabla ГБП = 494$ м, $\nabla ГБ = 497$ м.

За отметку плотины принимаем: $\nabla ГБ = 497$ м.

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Очертание оголовка строится по координатам Кригера - Офицера, где координаты, представленные в таблице перемножаются на $H_{ст} = 7$ м.

Приведенные координаты очертания гребня водослива представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

№	x	y	x*	y*
1	0	0,126	0	0,882
2	0,1	0,036	0,7	0,252
3	0,2	0,007	1,4	0,049
4	0,3	0	2,1	0
5	0,4	0,006	2,8	0,042
6	0,5	0,027	3,5	0,189
7	0,6	0,06	4,2	0,42
8	0,7	0,1	4,9	0,7
9	0,8	0,146	5,6	1,022
10	0,9	0,198	6,3	1,386
11	1	0,256	7	1,792
12	1,1	0,321	7,7	2,247
13	1,2	0,394	8,4	2,758
14	1,3	0,475	9,1	3,325
15	1,4	0,564	9,8	3,948
16	1,5	0,661	10,5	4,627

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

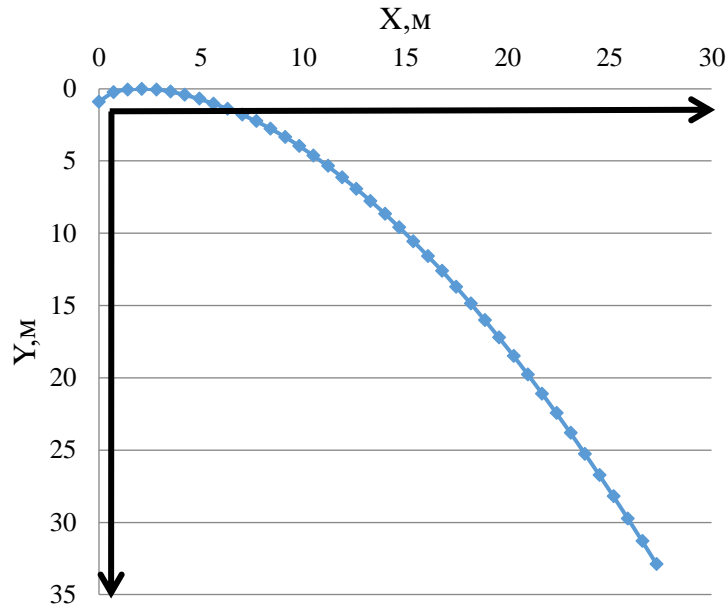


Рисунок 6.1 –Оголовок водосливной плотины

6.2.4 Расчёт сопряжения потока в НБ

Определим параметры гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{(B + (n - 1)\delta_B)^2 g}} \quad (6.25)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1687,36^2}{(48 + (4 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,61 \text{ м}$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h'_{c1})}} = \frac{29,6}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (492 - 405 - 0)}} = 0,8 \quad (6.26)$$

$$q_c = \frac{Q_{осн.расч}}{B} = \frac{1687,36}{(48 + (4 - 1) \cdot 3)} = 29,6 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.27)$$

Уточним величину первой сопряженной глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h'_{c1})}} =$$

$$= \frac{29,6}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (492 - 405 - 0,8)}} = 0,8 \quad (6.28)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c1}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,8}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,61}{0,8} \right)^3} - 1 \right)$$

$$= 15,66 \text{ м} \quad (6.29)$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_c = 15,66 \text{ м} > h_{НБ} = 6 \text{ м}$, то имеем отогнанный прыжок.

где $h_{НБ}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{max.осн}$

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

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

Применим гашение избыточной энергии с помощью свободно отброшенной струи.

6.2.5 Расчет носка трамплина и дальности отлета струи

Из рекомендаций отметка носка принимается выше максимальной отметки нижнего бьефа. Максимальная отметка нижнего бьефа при расчетном случае $\nabla_{НБQ_{0,1\%}} = 413,03 \text{ м}$, тогда $h_{НБQ_{0,1\%}} = 8,03 \text{ м}$

Высота от дна до носка:

$$a = h_{НБQ_{0,1\%}} + 2 = 8,03 + 2 = 10,03 \text{ м} \quad (6.30)$$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНО} + a = 405 + 10,03 = 415,03 \text{ м} \quad (6.40)$$

Определим напор воды на носке:

$$z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 492 - 415,03 = 76,97 \text{ м} \quad (6.41)$$

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

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 76,97} = 34,98/\text{с} \quad (6.42)$$

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 492 - 405 = 81 \text{ м} \quad (6.43)$$

Определим дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{z_0}{z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.44)$$

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

$K_a = 0,9$ – коэффициент аэрации, принимаемый исходя из числа Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{34,97^2}{9,81 \cdot 0,87} = 143,9 \geq 35, \quad (6.45)$$

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

$$h_H = \frac{q_B}{v_H} = \frac{30,30}{34,97} = 0,87 \text{ м},$$

где q_B – удельный расход за водосливом $30,3 \text{ м}^3/\text{с}$

$$L = 0,9 \cdot 37,64 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{81}{37,64} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) \\ = 103,1 \text{ м}$$

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

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

$$103,1 \text{ м} > 36,8 \text{ м}$$

Определим глубину размыва:

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

где t определяется как:

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{143,9}) \cdot \sqrt{143,9} \cdot \sqrt[4]{\frac{6}{1}} \cdot 0,87 = 26,98 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.46)$$

где d – средняя крупность грунта, принимаем $d = 1 \text{ м}$

Тогда:

$$H_{\text{раз}} = 26,98 - 6 = 20,98 \text{ м}$$

Принимаю $H_{\text{раз}} = 21 \text{ м}$.

Определим расстояние от плотины центра размыва ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (6.47)$$

где:

$$\begin{aligned} \text{tg}\alpha_1 &= \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\ &= \sqrt{\text{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,87 \cdot \cos 30 + 10,03 - 6)}{34,97^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,66, \end{aligned} \quad (6.48)$$

где: $a = 10,03 \text{ м}$ – высота от дна до носка

Тогда:

$$L_1 = 103,1 + \frac{26,98}{0,66} = 144 \text{ м}$$

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

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7H_{раз} = 2,5 \cdot 4,69 + 3,7 \cdot 21 = 89,4 \text{ м} \quad (6.49)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

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

$$\begin{aligned} B_{\Pi} &= (\text{НПУ} - \text{ПОД}) \cdot (0,67 \div 0,7) = (492 - 401) \cdot (0,67 \div 0,7) = \\ &= 59,97 \div 62,7 \text{ м} \end{aligned} \quad (6.50)$$

Исходя из предварительных расчетов, принимаю ширину подошвы плотины $B_{\Pi} = 60 \text{ м}$.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации.

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

$$B_{бс} = b + \delta_{б} = 12 + 3 = 15 \text{ м}, \quad (6.51)$$

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

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

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

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

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов.

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 рассчитана на странице 8.

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

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

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

6.3.4 Устои

На Бийской ГЭС предусмотрены два отдельных устоя.

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

6.3.5 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 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 16 м.

6.3.6 Галереи и дренаж в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 14 м, на отметках: 405 м, 419м, 433м, 447м, 461м. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять из практических рекомендаций. 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:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} \quad (6.52)$$

$$a_{др} \geq \frac{87 \cdot 1,20}{25}$$

$$a_{др} \geq 4,18 \text{ м,}$$

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 ($J_{cr.m} = 25$)

$$H_{др} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 492 - 410 = 82 \text{ м.} \quad (6.53)$$

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

6.3.7 Расчет цементационной завесы и дренажа

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

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{п} = (0,10 \div 0,25) \cdot 60 = 6,0 \div 15 \text{ м,} \quad (6.54)$$

где $B_{п}$ - ширина подошвы плотины,

Принимаю $l_3 = 7 \text{ м.}$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (492 - 406,29) = 51,4 \text{ м,} \quad (6.55)$$

где H_d – максимальный напор.

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

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

где ΔH – потери напора на цементационной завесе,
 $J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 15$);

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d$$

$$\Delta H = 85,7 - 0,4 \cdot 85,7 = 51,4 \text{ м} \quad (6.57)$$

$$\delta_3 \geq \frac{51,4 \cdot 1,20}{15}$$

$$\delta_3 \geq 4,11 \text{ м, принимаю } 5 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Глубину дренажных скважин равна:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 51,4 = 30,84 \text{ м} \quad (6.59)$$

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 дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют насосами.

6.4 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.4.1 Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при ВНПУ 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.

6.4.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{пл} = 3119 \text{ м}^2$, $S_б = 3246 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{3119 \cdot 14 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{14 + 3} = 60475 \text{ кН/м}, \quad (6.60)$$

где b – ширина пролета;

$\gamma_б$ – удельный вес бетона;

$\delta_б$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{3246 \cdot 3 \cdot 24}{14 + 3} = 13748 \text{ кН/м} \quad (6.61)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 119^{1,5} \cdot 9,81 = 700 \text{ кН}, \quad (6.62)$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\PhiПУ - \nabla\GammaВ + 0,5) \cdot b = (493 - 485 + 0,5) \cdot 14 = 119 \text{ м}^2 \quad (6.63)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{700}{14 + 3} = 41 \text{ кН} \quad (6.64)$$

6.4.3 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_{ВВ} = \frac{\gamma_В \cdot H_В^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 91^2}{2} = 40618,3 \text{ кН}, \quad (6.65)$$

где $H_В$ – высота плотины:

$$H_В = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 492 - 401 = 91 \text{ м} \quad (6.66)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 5,29^2}{2} = 137,26 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле:

$$H_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 406,29 - 401 = 5,29 \text{ м} \quad (6.68)$$

6.4.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 5,29 \cdot 60 \cdot 9,81 = 3114 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле (6.9);
 $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы, определена в пункте.

6.4.5 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 492 - 406,29 = 85,71 \text{ м} \quad (6.70)$$

На основании [4]

$$H_{\text{ас}} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 85,71 = 34,28 \text{ м} \quad (6.71)$$

$$H_{\text{др}} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 85,71 = 12,86 \text{ м} \quad (6.72)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 867 \cdot 9,81 = 8505,27 \text{ кН} \quad (6.73)$$

6.4.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{Н}} = \gamma_{\text{Н}} \cdot h_{\text{Н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{Н}}}{2} \right), \quad (6.74)$$

где $\gamma_{\text{Н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $h_{\text{Н}}$ – толщина слоя наносов, $h_{\text{Н}} = 4 \text{ м}$;
 $\varphi_{\text{Н}}$ – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_{\text{Н}} = 20$;

$$p_{\text{Н}} = 10 \cdot 4 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 19,6 \text{ кН/м}^2 \quad (6.75)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{19,6 \cdot 4}{2} = 39,2 \text{ кН} \quad (6.76)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.77)$$

$$p_1 = 10 \cdot 4 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -100 \text{ кН/м}^2$$

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

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.78)$$

$$p_2 = (10 \cdot 4 + 18,23 \cdot 4) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -82 \text{ кН/м}^2,$$

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

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_B = 28 - (1 - 0,005) \cdot 9,81 = 18,23 \text{ кН/м}^3, \quad (6.79)$$

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

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

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-100 - 82}{2} \cdot 4 = -364 \text{ кН} \quad (6.80)$$

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

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{гр} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.81)$$

$$p_{гр} = 18,23 \cdot 4 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{37}{2} \right) + 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 + \frac{37}{2} \right) = 734 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{\text{пас}} = \frac{p_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}}{2} = \frac{734 \cdot 4}{2} = 1468 \text{ кН} \quad (6.82)$$

6.4.7 Волновое воздействие

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.83)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,19 \cdot \left(\frac{11,8}{\pi} + \frac{0,38}{2} \right) = 23,47 \text{ кН/м},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 1,19$ м;
 $\bar{\lambda}_{\text{д}}$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_{\text{д}} = 11,8$ м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_{\text{д}}} = \frac{\pi \cdot 1,19^2}{11,8} = 0,38 \text{ м}, \quad (6.84)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{11,8}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,19 = 1,43 \text{ м} \quad (6.85)$$

6.5 Оценка прочности плотины

6.5.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). В результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

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

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВБ}$	1	→	40618,31	40618,31	29,13	1183211,2
$T_{НБ}$	1	←	137,26	137,26	-1,57	-215,5
$G_{пл}$	0,95	↓	61646	58563,81	-12,41	-726776,9
$G_{б}$	0,95	↓	13748	13060,38	-13,24	-172919,4
$W_{вз}$	1	↑	3114	3114	0	0,0
$W_{ф}$	1	↑	8505,27	8505,27	14,35	122050,6
$E_{н}$	1,2	→	39,2	47,04	5,33	250,7
$E_{пас}$	0,8	←	1468	1174,4	-1,33	-1562,0
$W_{волн}$	1	→	23,47	23,47	88,26	2071,5
$q_з$	0,9	↓	41	37	-27	-1001,2

$$\sum M = 405109 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$\sum N = G_{пл} + G_{б} + q_з - W_{вз} - W_{ф}$$

$$\sum N = 58563,81 + 13060,38 + 37 - 3114 - 8505,27 = 60042 \text{ кН} \quad (6.86)$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{п}} + \frac{6 \sum M}{B_{п}^2} = -\frac{60042}{60} + \frac{6 \cdot 405109}{60^2} = -325,5 \text{ кПа}, \quad (6.87)$$

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

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -325,5 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 91 \cdot (1 - 0^2) = -828,1 \text{ кПа}, \quad (6.88)$$

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

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 52 - 325,5) \cdot 0 = 0 \text{ кПа} \quad (6.89)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -325,5 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 91 \cdot 0^2 = -325,5 \text{ кПа} \quad (6.90)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 91 = -892,7 \text{ кПа} \quad (6.91)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{60042}{60} - \frac{6 \cdot 405109}{60^2} = -1675,9 \text{ кПа}, \quad (6.92)$$

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

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2) = -1678,9 \cdot 0,53^2 - 9,81 \cdot 5,29 \cdot (1 - 0,53^2) = -508,1 \text{ кПа}, \quad (6.93)$$

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

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 5,29 + (-1675,9)) \cdot 0,53 = 860,7 \text{ кПа}. \quad (6.94)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1675,9 \cdot (1 + 0,53^2) + 9,81 \cdot 5,29 \cdot 0,53^2 = -2132 \text{ кПа}. \quad (6.95)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 5,29 = -51,9 \text{ кПа}. \quad (6.96)$$

Краевые напряжения, действующие на плотину представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-325,5	-1675,9
σ_x	-828,1	-508,1
τ_{xy}	0	860,7
σ_1	-325,5	-51,9
σ_3	-892,7	-2132

6.5.2 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:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.97)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 0,9 \cdot 2145}{1} = 2317 \text{ кН/м}^2. \quad (6.98)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$2317 \text{ кН/м}^2 \leq 8900 \text{ кН/м}^2 \quad (6.99)$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В15 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 8900 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.100)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -325,5 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.101)$$

$$|-325,5| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 91 \quad (6.102)$$

$$\text{т.е. } 325,5 \text{ кН/м}^2 \geq 223,2 \text{ кН/м}^2. \quad (6.103)$$

Условие выполняется.

6.6 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.104)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$\begin{aligned} R &= (G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_n = \\ &= (13060,38 + 58563,81 - 3114 - 8505,27 + 37) \cdot 0,75 + 1174,4 \cdot 0,7 \\ &+ 110 \cdot 60 = 52454 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.105)$$

где $tg\varphi$ – тангенс угла внутреннего трения для гранита 0,75;

c – сцепление для грунта, 110 кН/м²;

B_n – ширина подошвы плотины 60м.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_{вб} - T_{нб} + W_{волн} + E_H = 40618,3 - 137,26 + 23,47 + 47,04 = \\ &= 40552 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.106)$$

$$\frac{52454 \cdot 0,95}{40552 \cdot 1} \geq 1,20 \quad (6.107)$$

1,23 > 1,20, поэтому условие выполняется.

Эпюры напряжение и сбор нагрузок действующих на плотину представлены в приложении Г.

7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Главной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений является обеспечение их безопасности, требований охраны окружающей среды и создании условий для бесперебойной и экономичной работы основного и вспомогательного оборудования ГЭС.

В соответствии с федеральным законом от 21.07.1997-ФЗ (ред. От 29.07.2018) «О безопасности ГТС» обеспечение безопасности гидротехнических сооружений Бийской ГЭС будет осуществляться в соответствии с общими требованиями, изложенными в ФЗ:

- представление декларации безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- обеспечение допустимого уровня риска аварии гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности 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 действие (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях.

7.2 Охрана труда

На Бийской ГЭС техника безопасности и охрана труда имеют очень важную роль для людей, работающих на предприятии. Мероприятия по обеспечению безопасности на гидросооружениях и оборудовании зависят от вида работ. Территория ГЭС, акватории, помещения и рабочие места машинного зала должны обеспечивать безопасную работу обслуживающего и ремонтного персонала.

Сооружения и оборудование ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. При этом компании (организации), создающие и эксплуатирующие ГЭС, обязаны предусмотреть защиту работников и в зонах возможного затопления ГЭС.

Правила охраны труда и техники безопасности должны соблюдаться каждым работником предприятия без исключения. Ответственность за их выполнение и внедрение обеспечивают руководители ГЭС всех ступеней управления.

У компании (организации) ГЭС на случаи возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. В мероприятиях должны учитываться конкретные специфические особенности ГЭС. При необходимости (в случае реализуемой возможности) ими должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

Для каждой ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения.

Экспликация планы эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликация при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания.

Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

На Бийской ГЭС мероприятия по охране труда, организации, учета, контроля и оценки проводимой работы должны осуществляться в соответствии с:

- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;
- коллективным договором (соглашением по охране труда);
- рекомендациями Минздравоохранения и соцразвития РФ;
- результаты контрольных проверок состояния охраны и условий труда;
- предложениями комиссии и уполномоченных лиц по охране труда;
- предписаниями органов государственного и ведомственного надзора.

Руководством Бийской ГЭС охрана труда должна обеспечиваться в полной мере в соответствии с действующим законодательством. Главными из которых являются Трудовой кодекс РФ (ТК РФ), Гражданский кодекс РФ (ГК РФ) и федеральный закон от 17 июля 1999 г. № 181-ФЗ «Об основах охраны труда в Российской Федерации».

Ежедневно на Бийской ГЭС должны выполняться комплекс организационных и технических мероприятий по предупреждению травматизма и заболеваний на производстве. А также ежемесячно проводится дни охраны труда и пожарной безопасности, организовываться комплексные проверки структурных подразделений филиала и подрядных организаций на лучшую

организацию работы по охране труда и пожарной безопасности между производственными службами филиала.

7.3 Пожарная безопасность.

ГЭС должны быть оборудованы противопожарными системами для предотвращения вредного воздействия пожара на людей, находящихся на энергетическом объекте, а также оборудования, повреждение или не нормальные режимы которого могут повлечь огромные финансовые потери.

При проектировании системы пожарной защиты для объектов электроэнергетики необходимо предусмотреть следующие возможности:

- Обнаружение возгорания техническими средствами (пожарными извещателями) и системами сигнализации в блоках электростанций, а также в других технологических помещениях.

- Прием сигналов от ручных извещателей, установленных на территории и в помещениях объекта.

- Подача сигналов управления системами пожаротушения.

- Подача сигналов управления системой оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ) людей при пожаре.

- Подача сигналов на отключение технологического оборудования электростанций.

- Оперативное отображение состояния системы на щите управления электростанции.

Необходимо иметь в виду, что объекты электроэнергетики имеют свои характерные особенности, поэтому здесь нет универсальных решений – для каждого объекта решение должно быть индивидуальным. Проект пожарной защиты должен осуществляться высококвалифицированными специалистами, имеющими доказанный опыт и хорошо понимающими специфику и особенности работы отрасли. Вторым фактором, который необходимо учитывать, является существенное отличие условий возникновения пожара данных объектов (например, связанных с угольной пылью) от обычных – возможно продолжительное тление отложившейся пыли и "внезапное" возникновение аварийной ситуации, когда, казалось бы, все процессы протекают нормально.

Наиболее эффективным для решения поставленных задач может служить единый специализированный комплекс устройств, предназначенных для работы в составе систем пожарной, охранной, охранно-пожарной сигнализации, в системах автоматического пожаротушения и оповещения о пожаре во взрывоопасных зонах.

Каждый работающий на ГЭС должен знать нормы и требования пожарной безопасности на рабочем месте и всей территории энергетического объекта, а также проходить подготовку по пожарной безопасности, которая включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;

- регулярные инструктажи;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний по пожарной безопасности.

За нарушение правил пожарной безопасности персонал допустивший пожар, несет дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне Бийского ГУ

7.4.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Бийского 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 10080м³;
- бетонных работ - 386453м³.

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 Катуня в нижнем бьефе Бийского 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 км³.

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.

7.4.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 01.07.1985 № 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.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные

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

- 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля;
2. Санитарно-технические
- 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

- 4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме
Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

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

где N – объем бетонных работ, м³ (386453 м³)
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)
 ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{386453 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 17390 \text{ т}$$

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

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

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 10 %.

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

где N – количество арматуры, т (38645 т)
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)
 ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{38645 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 772,9 \text{ т}$$

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.

7.4.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

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

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

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

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

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

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

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения в пределах промплощадок объектов Бийской 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;

8 Технико-экономические показатели

8.1 Производство 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, приложение 1. Составленный график позволяет определить суммы объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации показанных в таблице таблица 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	380	570	570	570	570
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт · ч	1520000	2280000	2280000	2280000	2280000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	15200	22800	22800	22800	22800
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	1504800	2257200	2257200	2257200	2257200
Тариф на электроэнергию	руб./МВт · ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	1719,99	2652,21	2722,18	2787,64	2848,59
НДС к выручке	млн. руб.	286,66	442,04	453,70	464,61	474,76

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 м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	145,464
Прочие	274,0	156,180
Итого по ГЭС	–	301,644

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

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
От 400 до 999	0,040%	0,060%	0,080%	0,100%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям 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	77,167
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	5,403
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	1,566
Итого	–	84,135

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				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	549,12	618,30	748,94	820,31	944,86
Расходы на страхование, млн.руб.	82,47	94,89	118,32	127,43	150,33
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	104,12	156,18	156,18	156,18	156,18
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	41,24	47,44	88,74	95,58	112,75

Продолжение таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	56,09	84,14	84,14	84,14	84,14
Налог на воду, млн.руб.	13,79	23,64	23,64	23,64	23,64
Итого, млн.руб.	846,82	1024,58	1219,95	1307,27	1471,89

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, %

Наибольшую долю от общих текущих затрат по гидроузлу составляют амортизационные отчисления, так как производство электроэнергии на ГЭС капиталоемкое. Это объясняется тем, что данная категория необходима для обеспечения обновления и повышения технического уровня основных фондов, особенно оборудования. В амортизационном фонде должны быть накоплены

необходимые средства для своевременной замены устаревшего оборудования и других фондов без ущерба для предприятия.

8.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- 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.	782,73	774,33	784,96	813,49	839,13
НДС, млн.руб.	292,08	441,98	1091,88	1116,03	1044,41
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	45,38	44,70	44,70	44,70	44,70
Налог на имущество, млн.руб.	285,43	332,40	343,88	322,00	300,13
Итого, млн.руб.	1405,60	1593,40	2265,42	2296,22	2228,37

Наибольшую долю от общих налоговых расходов имеют налог на прибыль и НДС. Объёмы данных налогов обусловлены числом часов использования установленной мощности, а также обеспечением выработки электроэнергии Бийской ГЭС, которая имеет определённую стоимость.

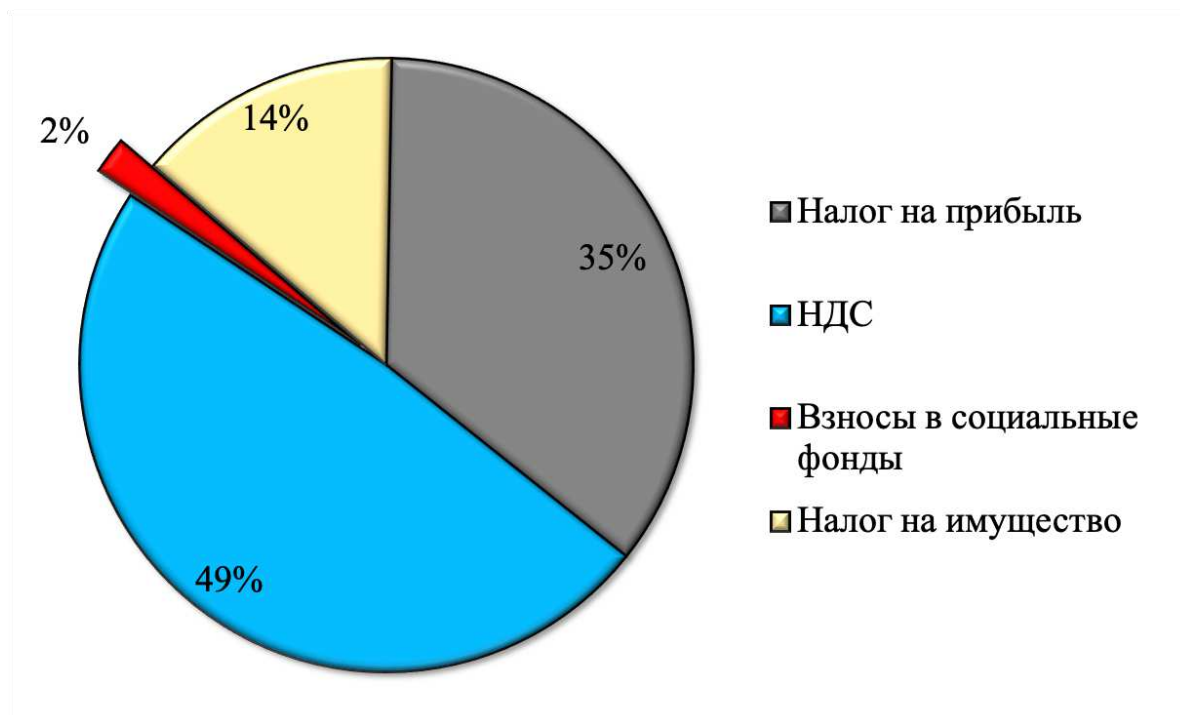


Рисунок 8.2 – Структура налогов, %

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компанией 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				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	3230,29	4979,83	5110,29	5232,44	5355,63
Текущие расходы, млн.руб.	846,82	1024,58	1219,95	1307,27	1471,89
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	3214,53	4956,20	5086,65	5208,80	5331,99
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	2286,52	3927,93	3874,04	3917,35	3866,20
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	302,80	785,49	775,33	782,73	774,33
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1919,43	3142,34	3099,23	3133,88	3092,96
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 8.3 показана сумма чистой прибыли по годам прогнозирования.

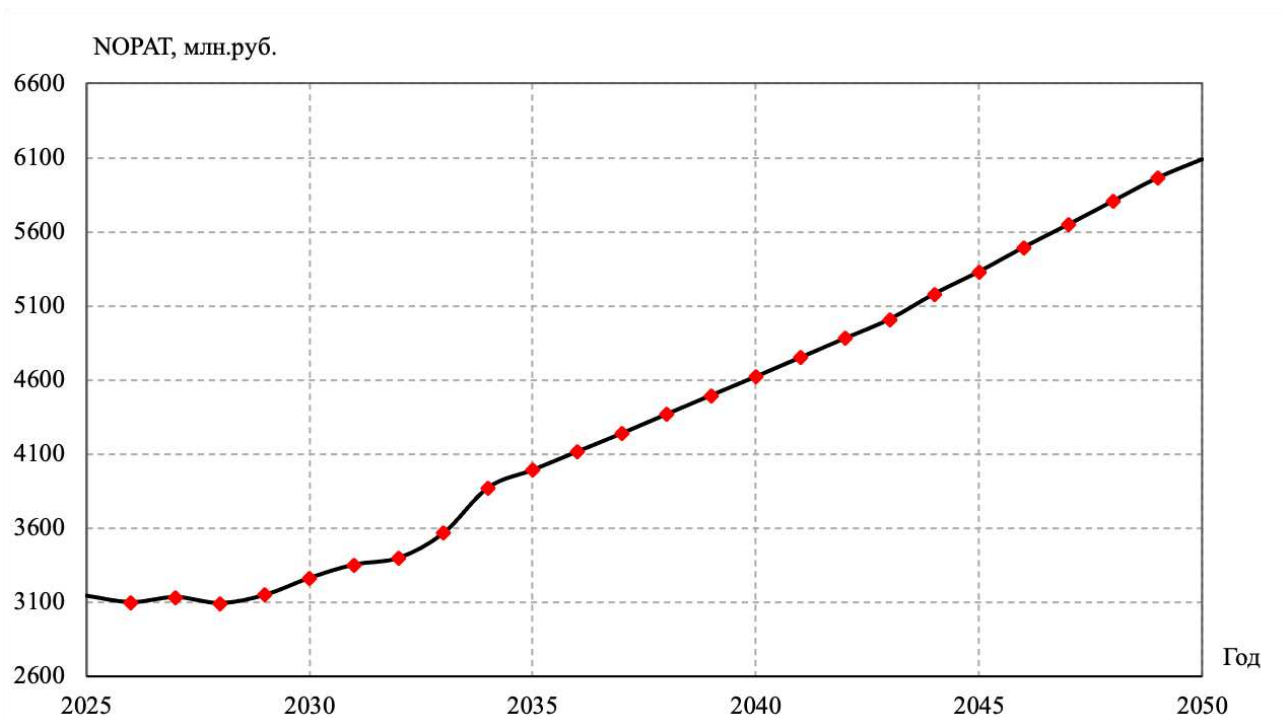


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн.руб.

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 показаны на рисунке 8.3, обусловлены затратами на приобретение и монтаж оборудования, а также возведение плотины.

8.3 Анализ денежных потоков

На рисунке 8.4 представлен график с указанием этапов реализации проекта.

По рисунку 8.4 видно, что проект полностью окупается ещё до конца строительных работ, это связано с запуском последнего гидроагрегата, пуск которого запланирован к концу 2028 года. В связи с этим гидроэлектростанция выйдет на проектную мощность, что обеспечит большие продажи электроэнергии, а соответственно увеличится и прибыль.

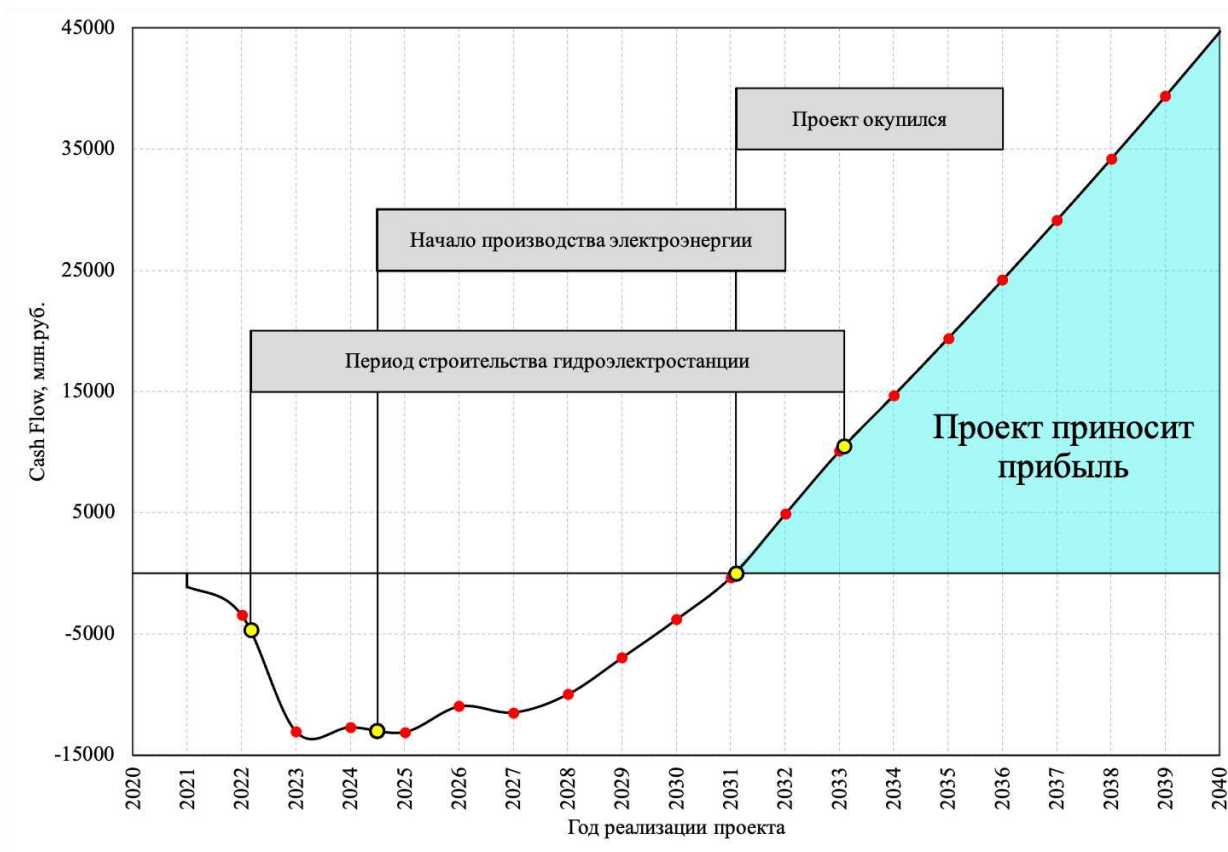


Рисунок 8.4 – Укрупненные этапы реализации проекта

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 Бийской 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 «Бийская ГЭС на реке Катунь»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости – РВ, мес.	131
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	7141,815
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,53
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	16,27
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,26
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	61755

Показатель чистого приведённого дохода инвестиционного проекта $NPV > 0$, следовательно, проект пригоден для инвестирования. Индекс прибыльности ($PI = 1,53$ руб.) больше единицы, а значит инвестиции в проект эффективны и инвестированные средства приносят доход. Период окупаемости проекта составляет 131 месяцев, следовательно, проект окупится ещё до окончания, так как длительность проекта составляет 360 месяцев (30 лет).

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	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб.	364,70	857,91	847,75	1143,82	1284,65
В региональный бюджет, млн.руб.	179,89	207,15	260,53	285,43	332,40
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	544,58	1065,06	1108,28	1429,24	1617,04

Налоговым законодательством РФ предусмотрены 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 8.5.

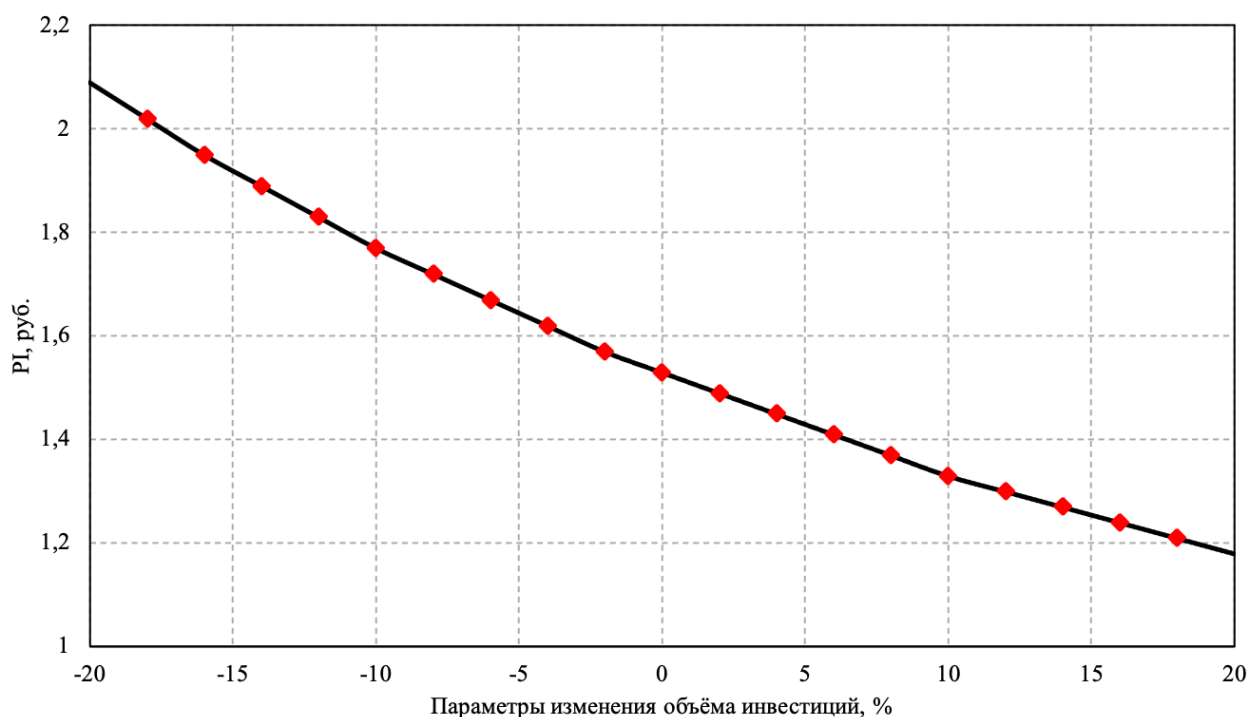


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

По графику, представленному на рисунке 8.5, видно, что при увеличении объема инвестиций на 20 процентов индекс доходности снижается на 0,35 руб., в то время как, при снижении объема инвестиций на те же 20 процентов, индекс доходности увеличивается на 0,55 руб. следовательно, можно сказать, что увеличение объема инвестиций неизбежно ведёт к обратному эффекту величины индекса доходности (PI), а именно к его уменьшению.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения цены сбыта в рассматриваемом проекте представлено на рисунке 8.5.

По графику, представленному на рисунке 8.5, можно сказать, что наблюдается прямая зависимость, так как при увеличении цены сбыта на 20 процентов индекс доходности увеличивается на 0,5 руб.

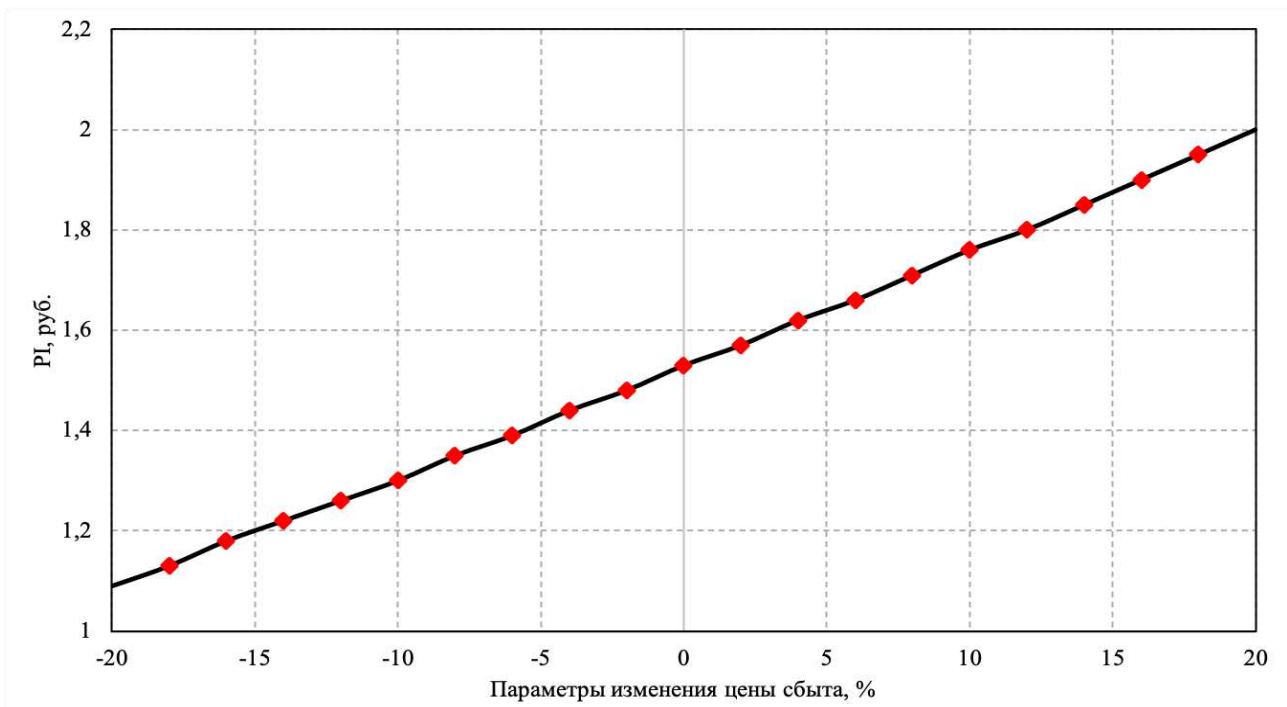


Рисунок 8.6 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения ставки дисконтирования в рассматриваемом проекте представлено на рисунке 8.6.

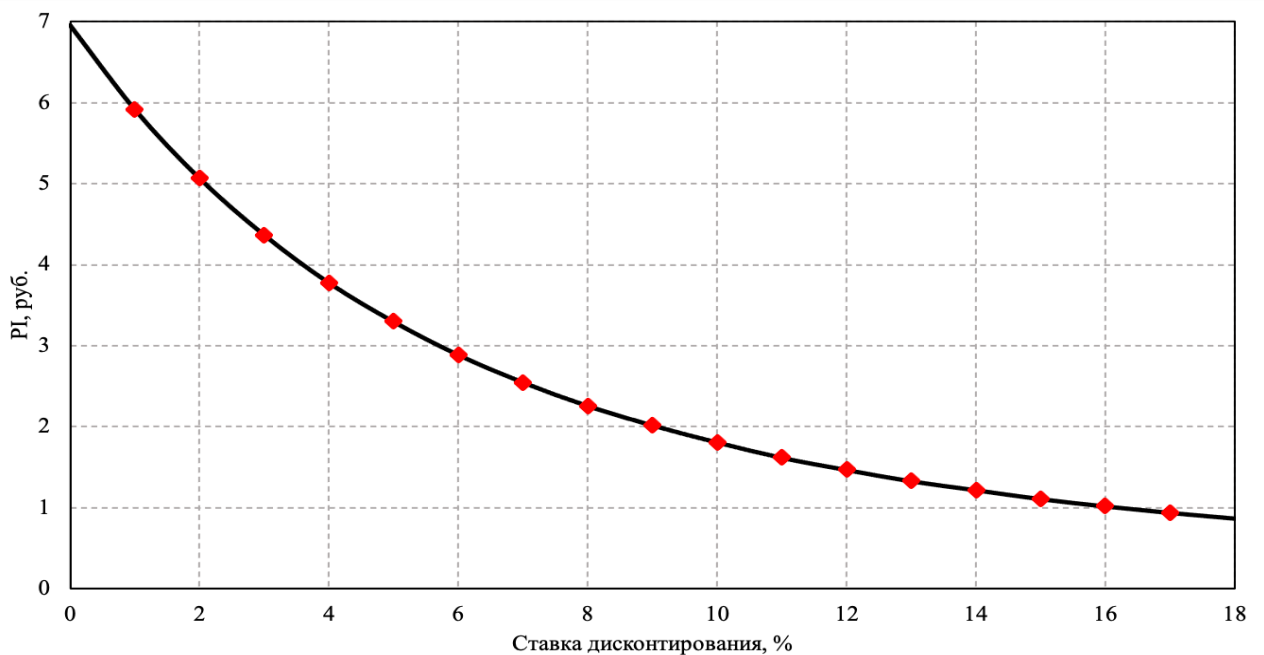


Рисунок 8.7 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По графику, представленному на рисунке 8.7, видно, что величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведённый доход.

9 Фазоповоротный трансформатор

9.1 Общие сведения о ФПТ

В сетях переменного тока потоки активной мощности в линиях пропорциональны синусу угла фазового сдвига между векторами напряжений источника электрической энергии, расположенного в начале линии и приемника электрической энергии, который расположен в конце линии.

Так, если рассмотреть сеть линий, отличающихся по передаваемой мощности, то можно перераспределить потоки мощности между линиями этой сети, специально меняя величину угла фазового сдвига между векторами напряжений источника и приемника в одной или нескольких линиях рассматриваемой трехфазной сети.

Это делается для того, чтобы загрузить линии наиболее благоприятным для них образом, чего в обычных случаях зачастую не бывает. Естественное распределение потоков мощности таково, что приводит к перегрузкам маломощных линий, при этом возрастают потери электроэнергии, а пропускная способность мощных линий ограничивается. Возможны и другие вредные для электротехнической инфраструктуры последствия.

Принудительное, целенаправленное изменение величины угла фазового сдвига между вектором напряжения источника и вектором напряжения приемника осуществляет вспомогательное устройство - фазоповоротный трансформатор.

ФПТ строится на основе двух трансформаторов: параллельного и последовательного (см. рис.). Первичные обмотки параллельного трансформатора соединяются по схеме «треугольник», и напряжения в его вторичных обмотках оказываются сдвинуты по отношению к фазным напряжениям источника на 90° . Каждая вторичная обмотка снабжена блоком отпаяк и заземлена в центре или на одном конце. Фазные напряжения через переключатели отпаяк подаются на последовательный трансформатор, первичные обмотки которого включены по схеме «звезда» с заземлённой нейтралью. Вторичные обмотки последовательного трансформатора включаются в разрыв фазных проводов линии и добавляют к вектору напряжения источника компоненты, сдвинутые по фазе на 90° .

Общее напряжение на выходе трансформатора равно векторной сумме напряжения источника питания и дополнительной квадратурной составляющей, а потому изменяет свою фазу относительно входного напряжения. Меняя положение переключателя отпаяк, можно изменять амплитуду и полярность вектора квадратурной составляющей, вносимой ФПТ, и таким образом регулировать величину угла между векторами напряжения на входе и выходе линии электропередачи, на которую нагружен фазоповоротный трансформатор.

Мощный ФПТ - это огромная конструкция. Каждый из двух трансформаторов в «сухом» виде может иметь массу до 300 т. После установки

на подстанции, наполнения маслом и соединения общая масса установки нередко переваливает за 1000 т. Капитальные затраты на строительство ФПТ могут быть довольно высокими: 4-9 млн долл. за систему мощностью более 2000 МВ·А. Однако эти затраты достаточно быстро окупаются благодаря оптимизации режимов работы электросети.

9.2 Принцип действия ФПТ

Представляет собой трансформатор специальной конструкции, и предназначен непосредственно для управления потоками как активной, так и реактивной мощностей в трехфазных сетях переменного тока различных масштабов.

Главное же преимущество фазоповоротного трансформатора в том, что в режиме максимальной нагрузки он способен разгрузить наиболее загруженную линию, перераспределив потоки мощности оптимальным образом.

Фазоповоротный трансформатор включает в себя два отдельных трансформатора: последовательный трансформатор и параллельный трансформатор. Параллельный трансформатор имеет первичную обмотку, выполненную по схеме «треугольник», которая нужна для организации системы трехфазных напряжений со сдвигом по отношению к фазным напряжениям на 90 градусов, и вторичную обмотку, которая может быть выполнена в виде изолированных фаз с блоком отпаяк с заземленным центром.

Фазы вторичной обмотки параллельного трансформатора подключаются через выход переключателя блока отпаяк к первичной обмотке последовательного трансформатора, которая, как правило, выполняется по схеме «звезда» с заземленной нейтралью.

Вторичная обмотка последовательного трансформатора, в свою очередь, выполняется в виде трех изолированных фаз, включаемых каждая последовательно в рассечку соответствующего провода линии, соотносящегося по фазе так, что к вектору напряжения источника добавляется компонента, сдвинутая по фазе на 90 градусов.

Так на выходе линии получается напряжение, равное сумме векторов напряжений источника питания и дополнительного вектора квадратурной компоненты, которую вносит фазоповоротный трансформатор, то есть в результате меняется фаза.

Амплитуду и полярность вносимой квадратурной составляющей, которую создает фазоповоротный трансформатор, можно менять, для этого предусмотрена возможность регулировки блока отпаяк. Так происходит изменение на необходимую величину угла фазового сдвига между векторами напряжений на входе линии и на ее выходе, связанное с режимом работы конкретной линии.

Стоимость установки фазоповоротных трансформаторов довольно велика, однако затраты окупаются благодаря оптимизации условий работы сети. Это

особенно актуально для мощных линий электропередач. Схема ФПТ приведена на рисунке 9.1.

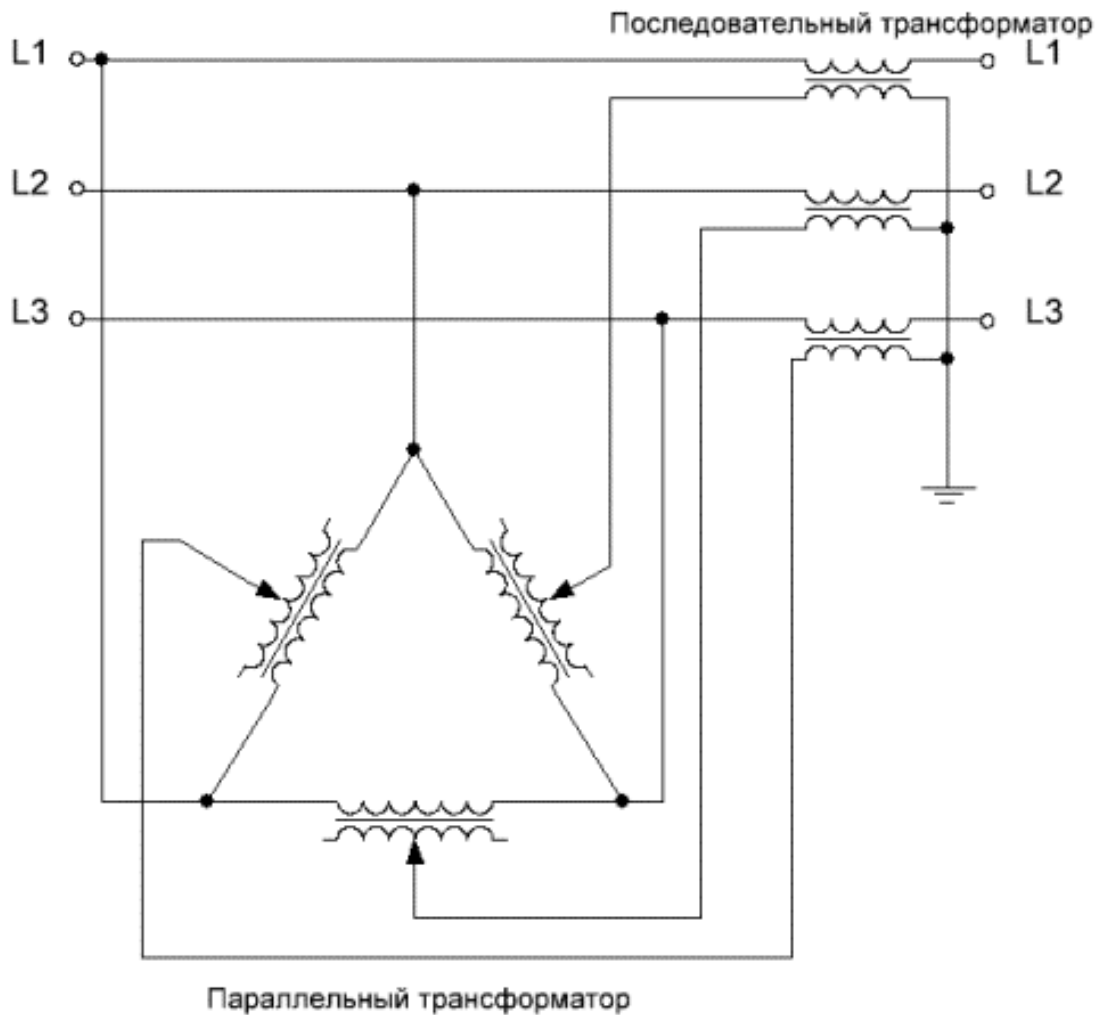


Рисунок 9.1 – Схема фазоповоротного трансформатора

В основе работы трансформатора лежит явление фазового сдвига, появляющегося при прохождении тока через распределенные элементы электрических цепей. Вследствие его появления отдаваемая в нагрузку полезная мощность снижается, что недопустимо при значительной ее величине (она связана с фазными характеристиками через косинус угла между векторами напряжений на входе и выходе).

Сдвиг появляется на стороне приемника и измеряется по отношению к источнику энергоснабжения, находящемуся на распределительной подстанции. Эта особенность передачи энергии по трехфазным цепям позволяет целенаправленно управлять ее потоками между отдельными линиями (при условии, что к ним подключены нагрузки).

Благодаря этому удается восстановить баланс, нарушенный из-за несимметричности параметров линейных цепей методом искусственной компенсации появившейся разницы фаз. Принцип действия фазосдвигающего

устройства как раз и состоит в том, чтобы компенсировать сдвиг на стороне потребителя.

Причина несимметричности нагрузок в различных цепях – непропорциональность их подключения к различным фазам одной и той же питающей линии.

Дополнительная информация: Каждая из подводимых к жилым или промышленным объектам фаз «работает» на свою группу нагрузок, состав которых постоянно меняется.

В результате этого возможны перегрузки отдельных линий и как следствие – возрастание неэффективных потерь, а также угроза выхода из строя стационарного оборудования.

9.3 Эффект коррекции фаз

Последствия коррекции фаз могут быть представлены в виде поправок, которые вносятся в цепи после установки в них фазовращательных устройств. Для успешной работы таких трансформаторов при их проектировании должны учитываться следующие моменты:

- В нагрузках формируется питающее напряжение, состоящее из суммы двух компонентов (вектора источника и величины, вносимой фазовращателем).
- Добиться компенсации потерь в линии удастся за счет изменения второй компоненты.
- Для управления характеристиками ФТ во вторичной обмотке ПТ предусмотрены регулируемые отводы в виде реостата.
- При изменении положения движка регулятора меняется вторая составляющая фазной суммы, компенсируя «набежавший» в линии сдвиг.

Таким путем осуществляется коррекция фазной разницы между векторами напряжений источника и потребителя, возникающего из-за распределенных параметров линий и неравномерности нагрузки.

9.4 Область применения

В Великобритании фазоповоротные трансформаторы начали применять еще в 1969, во Франции их устанавливают начиная с 1998 года, с 2002 года началось внедрение в Голландии и Германии, в 2009 – в Бельгии и Казахстане.

В России до недавнего времени не было ни одного фазоповоротного трансформатора, хотя проекты по их применению разрабатывались. Ещё в 1996 г. планировали на подстанции 500/220 кВ Костромской ГРЭС установить шесть ФПТ оригинальной конструкции (кросс-трансформаторов) на номинальное напряжение 230 кВ, пропускаемую мощность 400 МВ·А и диапазон сдвига фаз $\pm 8^\circ$.

Проект, одобренный на заседании научно-технического совета РАО «ЕЭС России», обещал 30-процентное снижение потерь в сетях 220 и 110 кВ АО «Костромаэнерго» и 50-процентное снижение потерь в саратовской энергосистеме благодаря вытеснению межсистемных перетоков из этих сетей в магистральную сеть 500 кВ.

Второй проект применения ФПТ в России родился в 2009 г. Его идея та же - перенос потоков энергии из распределительных сетей в магистральные. Но масштаб уже совсем другой. Авторы проекта предполагали по всей России снизить потери в электрических сетях в 1,4-1,5 раза и заодно обещали дополнительный экономический эффект благодаря снижению затрат на передачу электроэнергии в Европу, страны СНГ и Китай. Проект остаётся нереализованным.

Первый фазоповоротный трансформатор в России был установлен на Волжской ГЭС в рамках программы комплексной модернизации филиала 2019 года и введен в опытную эксплуатацию. Производство ФПТ для Волжской ГЭС стало возможно благодаря совместному усилию предприятий «Силовые машины – Тошиба».

9.5 Особенности ФПТ

Особенностью фазосдвигающего трансформатора является возможность его использования только в промышленных целях, масштабы которых оправдывают затраты на изготовление такого агрегата. Для личных потребительских нужд (в частных хозяйствах, например) его применение неоправданно и совершенно бессмысленно.

К специфике этих устройств также относят:

- Значительные габариты, сравнимые с размерами линейных трансформаторов питающих подстанций.
- Низкий КПД, определяемый потерями в собственных электрических цепях.
- Высокая стоимость изготовления и установки преобразовательного оборудования.

Основное назначение фазоповоротного трансформатора – перераспределять нагрузку на линейные цепи, оптимизируя распределение полезной мощности в них.

Стоимость фазоповоротных трансформаторов из-за сложности их схемы довольно велика. Однако затраченные на них средства с лихвой окупаются тем выигрышем, который удастся получить за счет оптимизации работы нагрузочных цепей. Особую актуальность приобретает это обстоятельство при эксплуатации линий, в которых устанавливаются достаточно мощные потребительские нагрузки.

9.6 Выводы

В ходе работы были рассмотрены фазооборотные трансформаторы, области их применения, устройство и принцип действия, а также цели отечественной энергетики по внедрению и модернизации ФПТ на энергетических объектах. Полученные знания можно применить для работы в сфере разработки, проектирования и инновационных решений в конструкции данных трансформаторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на реке Катунь были рассчитаны и определены основные элементы и параметры Бийского гидроузла, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного 1% ($Q_{1\%}=2805\text{м}^3/\text{с}$) и поверочного 0,1% ($Q_{0,1\%}=3658\text{м}^3/\text{с}$) случаев.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 570 МВт и среднегодовая выработка 3960,5 млн кВт · ч.

Так же было построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности, из которого определен диапазон изменения напора и расхода: $H_{\max} = 84,0\text{м}$; $H_p = 78,0\text{м}$; $H_{\min} = 74,5\text{м}$; $Q_{\text{ГЭС}}^{\min} = 240\text{м}^3/\text{с}$; $Q_{\text{ГЭС}}^{\max} = 790\text{ м}^3/\text{с}$.

При выборе турбин был определен оптимальный вариант гидротурбины ПЛД90-В-560. Для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об./мин. по справочным данным был подобран серийный генератор СВ-960/190-44 с номинальной активной мощностью 190 МВт.

Для проектируемой Бийской ГЭС была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ 220 кВ – «две рабочие системы шин». По справочным данным было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- Блочные трансформаторы ТДЦ-225000/220-У1;
- Трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1000/15,75/6,3;
- Для ВЛЭП сталеалюминовые провода марки АС-400/18.

В качестве генераторного выключателя принят ВГГ-10 ОАО «Электроаппарат», в качестве ячеек КРУЭ были выбраны ячейки ЯГГ-220 производства компании ОАО «Электроаппарат».

Также был рассмотрен и рассчитан обязательный перечень устройств микропроцессорных электрических защит генератора. По результатам определены уставки и построены характеристики срабатывания. Были выбраны микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики ООО НПП «ЭКРА».

Плотина удовлетворяет условию прочности (в частности отсутствие растягивающих напряжений, а так же наличие сжимающих напряжений не превосходящих пределов прочности на сжатие материала плотины). Спроектированное гидротехническое сооружение отвечает требованиям устойчивости (сопротивление сдвигу).

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

На основании технико-экономических расчетов срок окупаемости проекта составил 131 месяц.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АРЗ – аварийно-ремонтный затвор;
ВБ – верхний бьеф;
ВГ – вспомогательный генератор;
ВЛ – воздушная линия;
ВХК – водохозяйственная система;
ВЭР – водно-энергетический расчет;
ГГ – гидрогенератор;
ГТС – гидротехническое сооружение;
ГУ – гидроузел;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ЕСУ – Единые сценарные устройства;
ИКН – интегральная кривая нагрузки;
КЗ – короткое замыкание;
КПД – коэффициент полезного действия;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
ЛЭП – линия электропередач;
МНУ – маслonaпорная установка;
МШВ – межшинный выключатель;
НБ – нижний бьеф;
НПУ – нормальный подпорный уровень;
ОПН – ограничитель перенапряжений;
РУ – распределительное устройство;
СН – собственные нужды;
ТН – трансформатор напряжения;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;
ТЭС – теплоэлектростанция;
УМО – уровень мертвого объема;
УНБ – уровень нижнего бьефа;
ФПТ – фазоповоротный трансформатор;
ХХ – холостой ход;
ЭД – электродвигатель.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин, К. Ю. Гидрология: метод. указания к практическим занятиям для студентов / сост.: К.Ю.Мосин. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 52 с.
2. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС – А.Ю Александровский, Е.Ю Затеева, Б.И. Синаев. СШФ КГТУ. - Саяногорск, 2018. 176 с.
3. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие / сост. Е.Ю. Затеева, А.А. Дворцова. – Саяногорск; Черёмушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2019. – 68 с.: ил.
4. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат,1990. 366с.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
6. Брызгалов, В. И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
7. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
8. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.06.2008. – М : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 49 с.
9. СТО РусГидро 01.01.78-2012:Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 01.01.2012. – М : ОАО «РусГидро», 2012. – 288 с.
10. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков, Издательство «Энергия» 1978. 599 с.
11. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
12. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Москва, Энергоатомиздат 1986. - 648 с.
13. 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; Черемухи: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
14. Киселев, П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам. М.: Энергия, 1974. 312 с.
15. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М. : Минрегион России, 2012. – 85 с.

16. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ.01.01.2013. – М : Минрегион России, 2013. 38 с.

17. Руководящие указания по релейной защите. Защита генераторов, работающих на сборные шины. Москва-Ленинград, Госэнергоиздат, 1961. – 68 стр.

18. «Тенденции применения фазоповоротных трансформаторов в электроэнергетике» – Проблемы энергоэффективности и энергосбережения в России. Аналитический обзор. Часть 3. Добрусин Л.В. Москва: 2006 г.

19. Фазоповоротные трансформаторы [Электронный ресурс]: офиц. сайт производ. // ООО НПО «ЦИТ». – Режим доступа: <https://digitrans.ru>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водноэнергетические расчеты

Таблица А.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов.

m	P, %	Q _{год} , м ³ /с	Годы	Q _{полов} , м ³ /с	Годы	Q _{межен} , м ³ /с	Годы
1	2	974	1978	2158	1978	425	1970
2	4	866	1967	1836	1967	404	1947
3	6	831	1947	1712	1975	398	1950
4	8	783	1970	1688	1961	382	1978
5	10	776	1956	1686	1947	381	1986
6	12	775	1975	1662	1956	380	1967
7	14	773	1955	1584	1982	376	1955
8	16	771	1950	1573	1969	373	1974
9	18	765	1961	1566	1955	350	1941
10	20	755	1969	1538	1964	348	1979
11	22	750	1982	1517	1945	346	1969
12	24	739	1964	1515	1950	346	1966
13	25	723	1946	1513	1946	345	1988
14	27	713	1945	1500	1970	344	1949
15	29	696	1979	1487	1980	340	1976
16	31	694	1980	1412	1951	339	1964
17	33	681	1951	1401	1948	333	1968
18	35	678	1986	1392	1979	333	1956
19	37	674	1966	1363	1977	332	1982
20	39	658	1948	1336	1959	331	1985
21	41	654	1968	1335	1965	331	1943
22	43	653	1941	1333	1958	328	1946
23	45	646	1953	1331	1966	319	1942
24	47	643	1958	1326	1953	315	1951
25	49	643	1988	1319	1984	315	1981
26	51	643	1949	1295	1968	310	1945
27	53	640	1943	1295	1957	308	1990
28	55	639	1977	1277	1981	307	1975
29	57	636	1959	1273	1986	307	1953
30	59	636	1981	1259	1941	305	1989
31	61	630	1984	1258	1943	304	1961
32	63	626	1957	1253	1952	299	1958
33	65	624	1965	1240	1949	298	1980
34	67	612	1952	1240	1988	297	1971
35	69	606	1989	1218	1944	297	1987
36	71	606	1976	1209	1989	292	1963
37	73	603	1974	1161	1973	292	1952
38	75	600	1985	1139	1985	291	1957
39	76	585	1944	1136	1976	287	1948
40	78	566	1973	1074	1990	286	1959
41	80	563	1990	1064	1971	286	1984
42	82	553	1971	1064	1974	282	1972
43	84	547	1963	1061	1972	277	1977
44	86	544	1942	1056	1963	277	1983
45	88	544	1987	1038	1987	269	1944

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

m	P, %	Q _{год} , м ³ /с	Годы	Q _{полов} , м ³ /с	Годы	Q _{межен} , м ³ /с	Годы
46	90	541	1972	1008	1962	268	1973
47	92	514	1962	994	1942	268	1965
48	94	480	1954	924	1960	267	1962
49	96	479	1960	909	1954	265	1954
50	98	454	1983	808	1983	256	1960

Таблица А.2 – Гарантированная мощность в первом приближении, работа по водотоку

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q _{пол} , м ³ /с	2	1	1	1	1048	1142	1009	735	449	75	15	2
Z _{вб} , м	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Z _{нб} , м	413	413	413	413	422	422	421	420	417	413	413	413
H, м	51	51	51	51	42	42	42	44	46	50	51	51
N _{гар} , МВт	0,9	0,5	0,7	1	392	422	379	287	184	33	7	1

Таблица А.3 – Гарантированная мощность в первом приближении, работа по ВХК

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q _{вкх} , м ³ /с	250	250	250	250	250	350	350	250	250	250	250	250
Z _{вб} , м	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Z _{нб} , м	413	413	413	413	422	422	421	420	417	413	413	413
H, м	48	48	48	48	48	47	47	48	48	48	48	48
N _{гар} , МВт	107	107	107	107	107	146	146	107	107	107	107	107

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Сработка и наполнение водохранилища (окончательный вариант)

Месяцы	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{х.с.}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВБ (нач)}	Z _{ВБ (кон)}	Z _{ВБ (ср)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}	Э _{гэс}
Сентябрь	534	84	0	480	618	620	30,88	0,22	30,66	492,00	491,74	491,87	408,39	83,48	444	319,45
Октябрь	489	29	0	480	518	520	30,66	0,08	30,58	491,74	491,65	491,69	408,16	83,54	372	277,07
Ноябрь	379	212	0	480	591	593	30,58	0,57	30,01	491,65	490,96	491,30	408,33	82,97	422	303,84
Декабрь	304	366	0	480	670	672	30,01	0,89	29,13	490,96	489,88	490,42	408,50	81,92	472	351,17
Январь	200	481	0	480	681	683	29,13	1,29	27,84	489,88	488,27	489,07	408,52	80,55	472	351,17
Февраль	191	429	0	480	620	622	27,84	1,11	26,73	488,27	486,84	487,56	408,39	79,16	422	303,84
Март	185	365	0	480	551	553	26,73	0,98	25,75	486,84	485,55	486,20	407,55	78,65	372	277,07
Апрель	353	407	0	480	760	762	25,75	1,05	24,70	485,55	484,12	484,84	407,99	76,85	502	361,65
Май	1335	-517	3000	480	818	3820	24,70	-1,38	26,08	484,12	485,99	485,06	410,91	74,15	522	388,09
Июнь	1896	-1283	3000	480	613	3615	26,08	-3,44	29,52	485,99	490,35	488,17	410,77	77,40	408	293,80
Июль	1260	-500	3000	480	760	3762	29,52	-1,30	30,81	490,35	491,92	491,14	410,87	80,27	525	390,34
Август	720	-25	3000	480	695	3697	30,81	-0,07	30,88	491,92	492,00	491,96	410,82	81,14	485	360,82
															Σ	3958,98

Продолжение приложения А

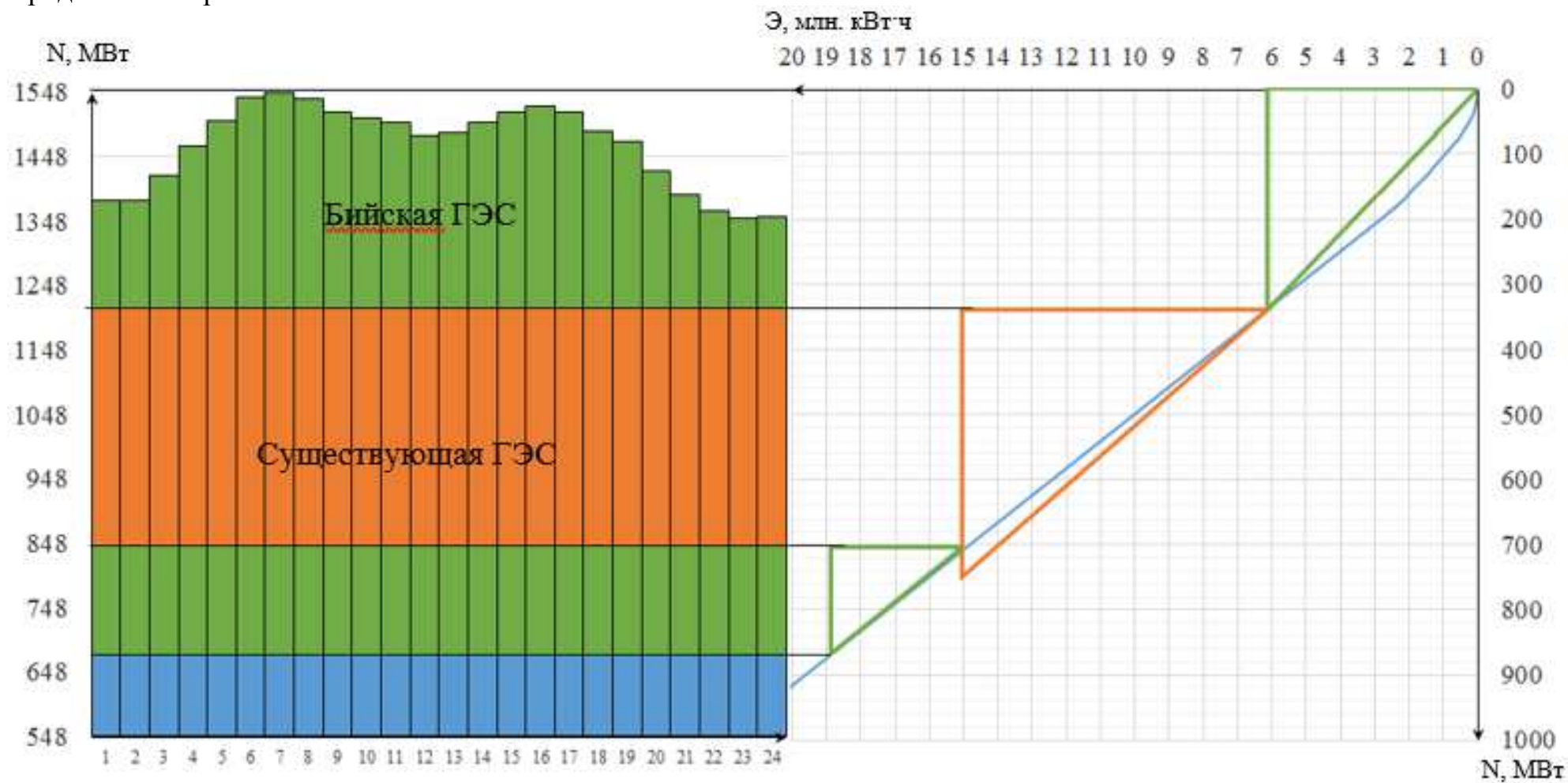


Рисунок А.1- Зона работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Баланс мощности

Месяцы	Энергосистема			Существующие ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭЦ		
	P_{\max}	$N_{н.р}$	$N_{а.р}$	$N_{\text{раб.мах}}$	$N_{н.р}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб.мах}}$	$N_{н.р}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб.мах}}$	$N_{а.р}$	$N_{\text{рем}}$
Январь	1460	22	117	410	13	0	532	16	0	518	117	0
Февраль	1419	21	113	395	12	0	506	16	0	518	113	0
Март	1348	20	108	375	12	0	448	15	0	525	108	0
Апрель	1266	19	101	350	12	0	406	14	0	510	101	0
Май	1195	18	96	310	11	0	389	13	0	496	96	0
Июнь	1154	17	92	290	10	0	384	13	0	480	92	43
Июль	1154	17	92	290	10	0	395	13	0	469	92	43
Август	1195	18	96	310	11	68	393	13	0	492	96	0
Сентябрь	1266	19	101	350	12	0	407	14	89	509	101	0
Октябрь	1348	20	108	375	12	0	448	15	0	525	108	0
Ноябрь	1419	21	113	395	12	0	506	16	0	518	113	0
Декабрь	1460	22	117	410	13	0	532	16	0	517	117	0

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году (Работа ГЭС по мощностям маловодного года)

Месяцы	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВБ (нач)}	Z _{ВБ (кон)}	Z _{ВБ (ср)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}	N _{гар}
Сентябрь	421	57	480	478	480	30,88	0,15	30,73	492,00	491,83	491,91	408,05	83,86	345	ВХК
Октябрь	408	127	480	535	537	30,73	0,34	30,39	491,83	491,42	491,62	408,20	83,42	384	384
Ноябрь	343	268	480	611	613	30,39	0,72	29,67	491,42	490,54	490,98	408,37	82,61	434	434
Декабрь	240	452	480	692	694	29,67	1,09	28,58	490,54	489,20	489,87	408,54	81,33	484	484
Январь	193	513	480	706	708	28,58	1,37	27,21	489,20	487,46	488,33	408,57	79,76	484	484
Февраль	174	471	480	645	647	27,21	1,22	25,99	487,46	485,87	486,66	408,45	78,21	434	434
Март	201	374	480	575	577	25,99	1,00	24,98	485,87	484,52	485,19	407,61	77,58	384	384
Апрель	253	225	480	478	480	24,98	0,58	24,40	484,52	483,71	484,11	407,36	76,75	316	ВХК
Май	844	-366	480	478	480	24,40	-0,98	25,38	483,71	485,06	484,38	407,36	77,02	317	ВХК
Июнь	1696	-1218	480	478	480	25,38	-3,26	28,64	485,06	489,27	487,16	407,36	79,81	328	ВХК
Июль	978	-500	480	478	480	28,64	-1,30	29,94	489,27	490,87	490,07	407,36	82,71	340	ВХК
Август	719	-241	480	478	480	29,94	-0,65	30,58	490,87	491,65	491,26	407,36	83,90	345	ВХК

Окончание приложения А

Таблица А.7 – Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году (Работа ГЭС по отметкам маловодного года)

Месяцы	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВБ (нач)}	Z _{ВБ (кон)}	Z _{ВБ (ср)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}	N _{гар}
Сентябрь	421	57	480	478	480	30,88	0,15	30,73	492,00	491,83	491,91	408,05	83,86	345	ВХК
Октябрь	408	111	480	519	521	30,73	0,30	30,44	491,83	491,47	491,65	408,16	83,49	372	372
Ноябрь	343	250	480	593	595	30,44	0,67	29,77	491,47	490,66	491,06	408,34	82,73	422	422
Декабрь	240	433	480	673	675	29,77	1,05	28,72	490,66	489,37	490,01	408,51	81,50	472	472
Январь	193	493	480	686	688	28,72	1,32	27,40	489,37	487,70	488,53	408,53	80,00	472	472
Февраль	174	451	480	625	627	27,40	1,17	26,23	487,70	486,19	486,94	408,40	78,54	422	422
Март	201	354	480	555	557	26,23	0,95	25,28	486,19	484,92	485,55	407,56	77,99	372	372
Апрель	253	225	480	478	480	25,28	0,58	24,70	484,92	484,12	484,52	407,36	77,16	317	ВХК
Май	844	-366	480	478	480	24,70	-0,98	25,68	484,12	485,45	484,79	407,36	77,43	318	ВХК
Июнь	1696	-1218	480	478	480	25,68	-3,26	28,94	485,45	489,64	487,55	407,36	80,19	330	ВХК
Июль	978	-500	480	478	480	28,94	-1,30	30,24	489,64	491,23	490,43	407,36	83,08	342	ВХК
Август	719	-241	480	478	480	30,24	-0,65	30,88	491,23	492,00	491,62	407,36	84,26	346	ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Основное и вспомогательное оборудования

Таблица Б.1 – Результаты расчетов оборудования для нескольких значений D1 гидротурбины ПЛД 90-В

ПЛД 90	1	2	3	4	5	6
D1	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
КПД т	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94
N' агр	145023,9	162662,59	181316,67	200986,5	225931,4	252339,8
z' шт	3,77	3,36	3,02	2,72	2,42	2,17
Z а	4	4	4	3	3	3
N агр	137000	137000	137000	182667	182667	182667
d1	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
n' с	179,81	169,86	160,95	152,94	144,31	136,61
n синх	166,7	166,7	166,7	150	150	136,4
n' max	75,95	80,40	84,86	80	85,16	81,80
n' расч	78,80	83,41	88,03	83	88,34	84,86
n' min	80,44	85,15	89,86	84,95	90,18	86,63
Q*кпд расч	1,16	1,04	0,93	1,12	1,00	0,89
Q*кпд max	1,04	0,93	0,83	1,007	0,89	0,80

Таблица Б.2 – Результаты расчетов оборудования для нескольких значений D1 гидротурбины РО115-В

	1	2	3	4	5	6
D1	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
КПД т	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
N' агр	121996,06	136849,24	152558,99	169125,6	190137,1	212383,4
z' шт	4,49	4,00	3,59	3,24	2,88	2,58
Z а	5	5	4	4	3	3
N агр	109600	109600	137000	137000	182667	182667
d1	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n' с	159,34	150,53	142,65	135,55	127,91	121,09
n синх	166,7	166,7	142,8	136,4	125	125
n' max	75,63	80,05	72,36	72,74	70,64	74,62
n' расч	78,46	83,05	75,07	75,46	73,28	77,41
n' min	80,09	84,78	76,63	77,03	74,81	79,02
Q*кпд расч	0,93	0,83	0,93	0,84	1,00	0,89
Q*кпд max	0,83	0,74	0,83	0,75	0,89	0,80

Продолжение приложения Б

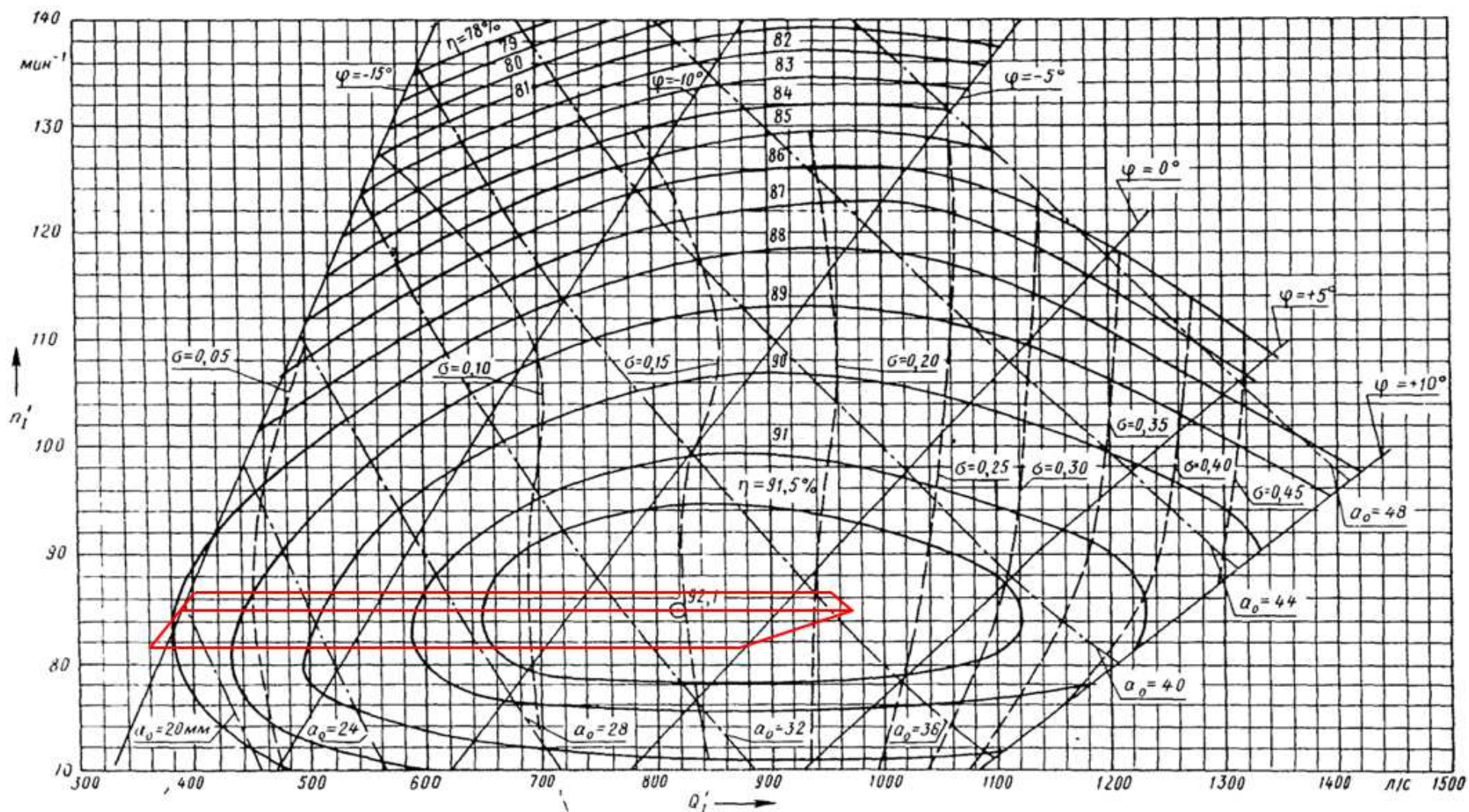


Рисунок Б.1 – Рабочая зона турбины ПЛД90-В-560

Окончание приложения Б

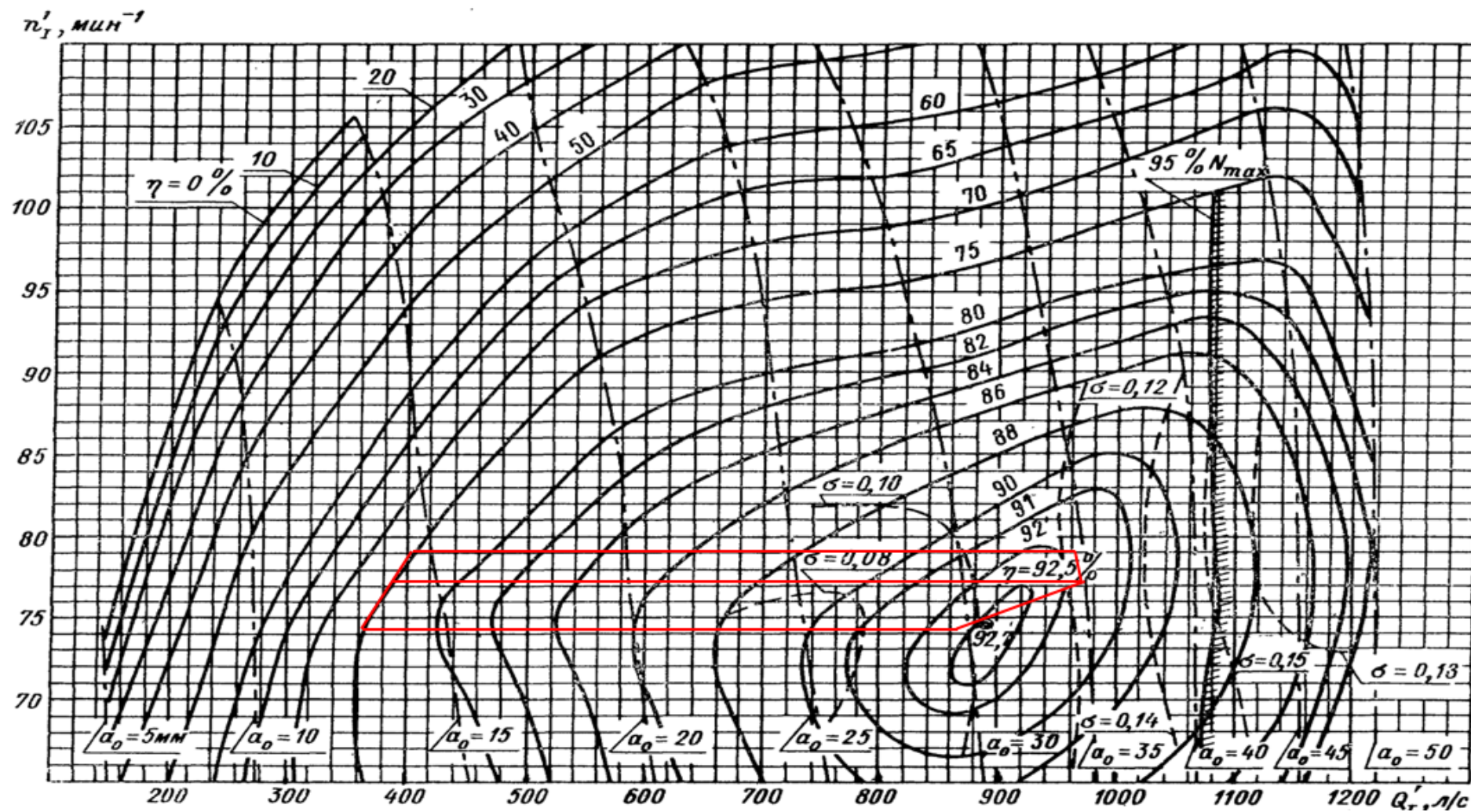


Рисунок Б2 – Рабочая зона турбины PO115-B-560

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица уставок и матрица отключения защит

Таблица В.1 – Таблица уставок

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	–	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	2,04 А	
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	6,13 А	
		$I_{отс}$	$6 \cdot I_H$	24,52 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1	U_{01G}	–	5 В
		t_2	U_{0G}	–	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	–	
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А
		ОТС I	$I_{2ОТС}$	$0,21 \cdot I_H$	0,86 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,37 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,50 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,428 \cdot I_H$	5,84 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,108	1,53 Ом
			$Z_{ср1}$	$0,15 \cdot Z_1$	0,23 Ом
		2 ступень	Z_2	0,35	4,88 Ом
			$Z_{ср2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,73 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО	$I_{P СИГН}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,38 А
		ПО	$I_{P ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,50 А
		ОТС	$I_{P ПУСК}$	$2,143 \cdot I_{НОМ.P}$	8,76 А

Окончание приложения В

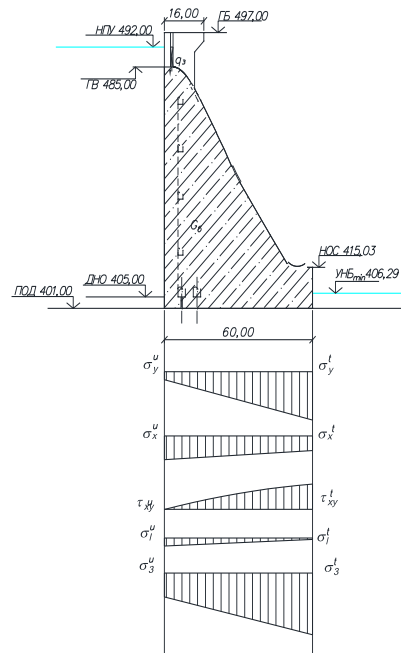
Таблица В.2 – Матрица отключения защит

Защиты		Действие							
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ	Предупредительный сигнал	
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	+	+	+	+				
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1						+	
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	+	+	+					
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	+	+					
		1 ступень	+	+					
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2					+	
	t_3	+	+						
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2					+	
t_3	+		+						
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2					+	
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузок	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС		+	+				

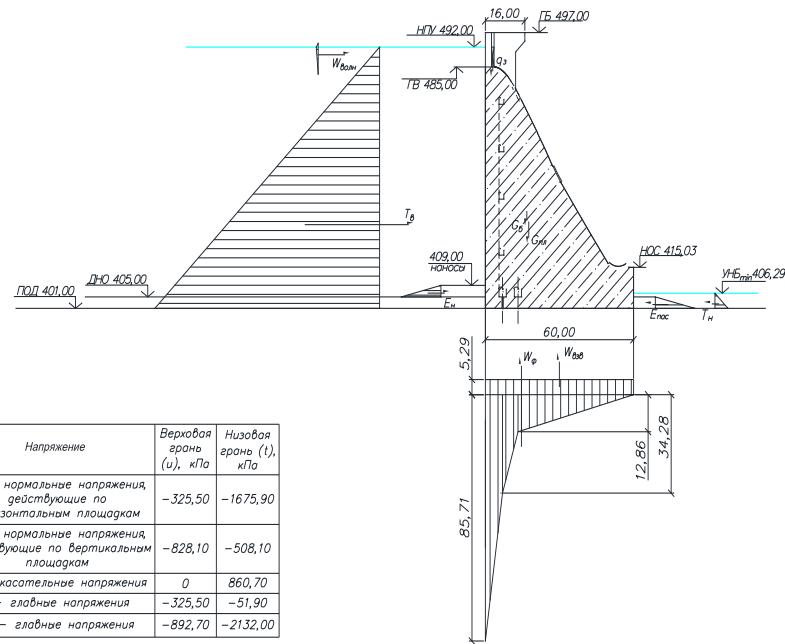
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Сбор нагрузок, эпюры напряжений

Эпюры напряжений в сечении
на отметке 401,00 м



Сбор нагрузок на водосливную
плотину



Напряжение	Верховая грань (u), кПа	Низовая грань (l), кПа
σ_y – нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам	-325,50	-1675,90
σ_x – нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам	-828,10	-508,10
τ_{xy} – касательные напряжения	0	860,70
σ_1 – главные напряжения	-325,50	-51,90
σ_3 – главные напряжения	-892,70	-2132,00

Условные обозначения:
 T_B – гидростатическое давление со стороны ВБ;
 T_H – гидростатическое давление со стороны НБ;
 $W_{вет}$ – ветровое давление;
 $W_{вз}$ – взвешивающее давление;
 $W_{ф}$ – фильтрационное давление;
 E_n – давление наносов;
 $E_{пл}$ – давление грунта со стороны НБ;
 G_n – вес плотины;
 G_2 – вес вака;
 q_2 – вес затвора

Рисунок Г1 – Эпюры напряжений и сбор нагрузок, действующих на плотину


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев

подпись

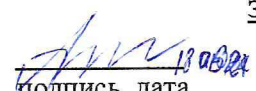
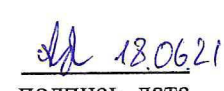
«18»  2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электротехника и электротехника

Проектирование Бийской ГЭС на реке Катунь.

Фазоповоротный трансформатор. Область применения, принцип действия

Руководитель	 подпись, дата	зав. кафедрой ГГЭЭС, канд. техн. наук должность, ученая степень	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Студент	 подпись, дата		<u>И.А. Абаев</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бийской ГЭС на реке Катунь. Фазоповоротный трансформатор. Область применения, принцип действия».

Консультанты по
разделам:

Водно–энергетические расчёты

Зайт 15.06.21 Е.Ю. Зайцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Веденко В.В. Красильников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Мухомов А.А. Акулиничев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Сп. 16.06.21. А.В. Ширшов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Сп. 10.06.21 О.В. Захарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Сп. 14.06.21 Трайкович
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.В. Зайцева В.А. Карпов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

Зайт 15.06.21 В.В. Манасов
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Сп. 15.06.21 Н.А. Родионов
подпись, дата инициалы, фамилия