



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Жигаловской ГЭС на реке Лена. Использование реле ДЗТ – 21 и ДЗТ – 23 для защиты трансформаторов, автотрансформаторов и блоков»

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЖИГАЛОВСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС .....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Сейсмические условия .....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	12
2 Водно-энергетические расчеты.....	13
2.1 Исходные данные.....	13
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока .....	13
2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%).....	14
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%).....	14
2.3 Определение типа регулирования .....	16
2.4 Расчёт и построение суточных графиков нагрузки.....	17
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	20
2.6 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями .....	22
2.7 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	23
2.8 Расчёт сработки – наполнения водохранилища в маловодный год (P=90%).....	25
2.9 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в январе.....	26
2.10 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в июне и других месяцах .....	27
2.11 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей .....	27
2.12 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года .....	29
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	30
3.1 Построение режимного поля .....	30
3.2 Выбор турбин по главным универсальным характеристикам .....	31
3.3 Гидротурбины и их проточная часть .....	35
3.3.1 Определение высоты отсасывания и отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	35
3.3.2 Гидромеханический расчёт стальной спиральной камеры .....	37
3.4 Выбор типа маслонапорной установки.....	37
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора .....	38

3.6	Выбор гидрогенератора.....	38
4	Электрическая часть.....	39
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	39
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	40
4.2.1	Выбор типа серийного гидрогенератора.....	40
4.2.2	Выбор трансформатора собственных нужд.....	40
4.2.3	Выбор главных силовых трансформаторов для схемы с одиночными и объединенными блоками.....	41
4.2.4	Выбор главных силовых трансформаторов для схемы с укрупненными блоками.....	41
4.2.5	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ.....	42
4.3	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР.....	43
4.4	Выбор главной схемы РУ ВН.....	45
4.5	Расчёт токов короткого замыкания.....	45
4.5.1	Расчёт исходных данных.....	45
4.5.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	47
4.6	Выбор электрических аппаратов.....	48
4.6.1	Расчёт токов по условиям рабочего и утяжеленного режимов.....	48
4.7	Выбор электротехнического оборудования на напряжение 220 кВ.....	49
4.7.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	49
4.7.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	50
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторное напряжения 13,8 кВ.....	51
4.8.1	Выбор генераторного распределительного устройства.....	51
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	52
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети.....	52
4.9	Выбор вспомогательного оборудования.....	53
5	Релейная защита.....	53
5.1	Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора.....	53
5.2	Технические данные защищаемого оборудования.....	55
5.3	Перечень защит основного оборудования.....	56
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	57
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	57
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ )).....	61
5.4.3	Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ).....	63
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ).....	64
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок $I_1$ .....	69

5.4.6	Дистанционная защита генератора ( $Z_{1<}$ ), ( $Z_{2<}$ ) .....	72
5.5	Защита ротора от перегрузки .....	76
5.6	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	78
5.7	Таблица уставок и матрица отключений .....	78
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	80
6.1	Определение класса сооружения и отметки гребня плотины .....	80
6.1.1	Определение класса сооружения .....	80
6.1.2	Определение отметки гребня плотины .....	80
6.2	Гидравлический расчет .....	84
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	85
6.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	88
6.2.3	Определение отметки ФПУ и верха быка .....	90
6.2.4	Построение профиля водосливной грани .....	92
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	94
6.2.6	Расчет водобойной стенки .....	96
6.2.7	Расчёт сопряжения потока после водобойной стенки .....	97
6.2.8	Расчёт второй водобойной стенки .....	98
6.2.9	Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки ..	98
6.3	Конструирование плотины .....	100
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	100
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами .....	102
6.3.3	Быки .....	102
6.3.4	Назначение ширины гребня .....	103
6.3.5	Устои .....	103
6.3.6	Дренажи и галереи в теле бетонной плотины .....	103
6.4	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .....	104
6.4.1	Понур .....	104
6.4.2	Шпунт .....	105
6.4.3	Дренаж .....	105
6.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины .....	105
6.5.1	Определение нагрузок на плотину .....	105
6.5.2	Оценка прочности плотины .....	110
6.5.3	Критерии прочности плотины и ее основания .....	113
6.6	Расчет устойчивости плотины .....	114
7	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	114
7.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	114
7.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	115
7.3	Налоговые расходы .....	118
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	119
7.5	Анализ денежных потоков .....	119
7.6	Оценка инвестиционного проекта .....	120

7.6.1	Методология, исходные данные.....	120
7.6.2	Коммерческая эффективность.....	121
7.6.3	Бюджетная эффективность.....	122
7.7	Анализ чувствительности.....	122
8	Охрана труда. Пожарная безопасность.....	125
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	125
8.2	Охрана труда.....	125
8.3	Пожарная безопасность.....	128
9	Охрана окружающей среды.....	131
9.1	Общие сведения о районе строительства.....	131
9.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	133
9.3	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	135
9.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	137
9.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	138
10	Использование реле типа ДЗТ – 21 и ДЗТ – 23 для защиты трансформаторов, автотрансформаторов и блоков.....	140
10.1	Назначение и область применения.....	140
10.2	Принцип действия и устройство защиты типа ДЗТ – 21.....	141
10.2.1	Отстройка защиты ДЗТ – 21 от бросков тока намагничивания.....	141
10.2.2	Коррекция погрешностей трансформаторов тока.....	143
10.2.3	Отстройка от внешних коротких замыканий.....	146
10.3	Структурная схема защиты.....	147
10.4	Устройство защиты.....	148
10.5	Выбор уставок.....	149
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	155
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	157
	ПРИЛОЖЕНИЕ А – Водно – энергетические расчёты.....	160
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Основное и вспомогательное оборудование.....	168
	ПРИЛОЖЕНИЕ В – Релейная защита и автоматика.....	170
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Охрана окружающей среды.....	172

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЖИГАЛОВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Лена;
2. Местонахождение ГЭС ..... Иркутская область;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 120 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 407,8 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% ..... 667 м<sup>3</sup>/с;  
1% ..... 568 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 30 м<sup>3</sup>/с;
4. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 500 м;  
ФПУ ..... 502 м;  
УМО ..... 482,46 м
  - в) объемы:  
полный ..... 2,138 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 1,276 км<sup>3</sup>;
5. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 63,6 м;
  - б) расчетный ..... 52,95 м;
  - в) минимальный ..... 42,5 м;
6. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 190 МВт;  
гарантированная ..... 73 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 1,66 млрд кВт·ч;
7. Плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая грунтовая ..... 431,0 м / 68 м;
  - б) станционная ..... 73,00 м / 68 м;
  - в) водосливная бетонная ..... 22,00 м / 68 м;
  - г) правобережная глухая бетонная ..... 249,0 м / 68 м;
8. Водобросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 2 отверстия по 8 м;
  - в) общая длина ..... 22 м;
  - г) максимальная высота ..... 68 м;
  - д) тип ..... глубинный водослив;
  - е) число и размер пролетов ..... 2 отверстия по 2 м;
  - ж) общая длина ..... 20 м;
  - з) максимальная высота ..... 68 м;
9. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 2;

- в) грунты в основании.....гравий;
- г) тип спиральной камеры ..... металлическая круглого сечения;
- д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;
10. Основное оборудование:
- а) тип турбины ..... РО75а-В-500;
- б) тип генератора..... СВ-1130/140-48ТС4;
- в) мощность генератора ..... 100 МВт;
- г) частота вращения ..... 125 об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТДЦ-125000/220-У1;
11. Техничко-экономические показатели:
- б) себестоимость энергии ..... 27 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости ..... 11 лет.



## ВВЕДЕНИЕ

Сегодня гидроэнергетика является одним из наиболее эффективных направлений электроэнергетики. Гидроресурсы – возобновляемый, и наиболее экологичный источник, использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений. Кроме своего прямого назначения – производства электроэнергии – гидроэнергетика решает дополнительно ряд важнейших для общества и государства задач.

С точки зрения энергетики, Иркутская область по праву считается уникальным местом, поскольку здесь на относительно маленькой территории сосредоточены огромные запасы разных видов энергоресурсов. На протяжении многих лет местные электростанции ангарского каскада используют озеро Байкал в качестве большого первичного водохранилища, что позволяет обеспечить бесперебойное производство дешевой энергии.

В регионе имеются весьма крупные запасы нефти и газа, месторождения которых будут также осваиваться в скором будущем. В связи с этим, появляется потребность в электроэнергии для их функционирования, несмотря на изобилие источников энергетических ресурсов.

В районе Жигаловского гидроузла присутствуют имеются весьма крупные запасы нефти и газа, месторождения которых будут также осваиваться в скором будущем, а также множество золотых приисков, которым необходима электроэнергия, что приводит к нехватке и неоправданным крупным потерям на каждом этапе производственного процесса.

Таким образом, строительство Жигаловской ГЭС является нужным для питания электрической энергией различных предприятий, для развития Иркутской области.

Внедрение новых проектов и целевых программ способствует более эффективной выработке энергии при низком потреблении топливных ресурсов.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач найти оптимальные проектные решения.

# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС

Жигаловское водохранилище находится в зоне резко континентального климата, с суровой, продолжительной малоснежной зимой и теплым летом, с обильными осадками. Наиболее высокие дневные температуры воздуха 35-40°C. Наиболее низкие температуры воздуха наблюдаются от -50°C на юге области до -61°C на крайнем севере. Устойчивая температура ниже 0°C держится от 160 до 180 дней в году. Среднегодовое количество осадков составляет не менее 413 мм, из них не менее 339,6 мм - в летний период. Незначительный снежный покров и низкие зимние температуры способствуют глубокому промерзанию почвы - до 2-3 метров.

### 1.1.2 Гидрологические данные

Пользуясь программой Google earth, задавая разные отметки  $Z_{вб}$ , м определяем соответствующие им объёмы  $V$ , млн.м<sup>3</sup>. По полученным данным строим полиномиальную линию тренда и считаем, с какой точностью она работает. В нашем случае расчетные и снятые отметки совпали. Считаем полином верным. Результаты представлены в таблице 1.1 и рисунке 1.1.

Таблица 1.1 – Координаты кривой связи верхнего бьефа

$V$ , км <sup>3</sup>	$Z_{вб}$ , м	$Z_{вбрасч}$ , м	$\Delta$ , м
0,00	460,00	460,00	0,0
0,15	474,63	474,63	0,0
0,3	481,58	481,58	0,0
0,45	485,17	485,17	0,0
0,6	487,67	487,67	0,0
0,75	490,03	490,03	0,0
0,9	492,40	492,40	0,0
1,05	494,61	494,61	0,0
1,2	496,47	496,47	0,0
1,35	497,92	497,92	0,0
1,5	499,14	499,14	0,0
1,65	500,38	500,38	0,0
1,8	501,82	501,82	0,0
1,95	503,20	503,20	0,0

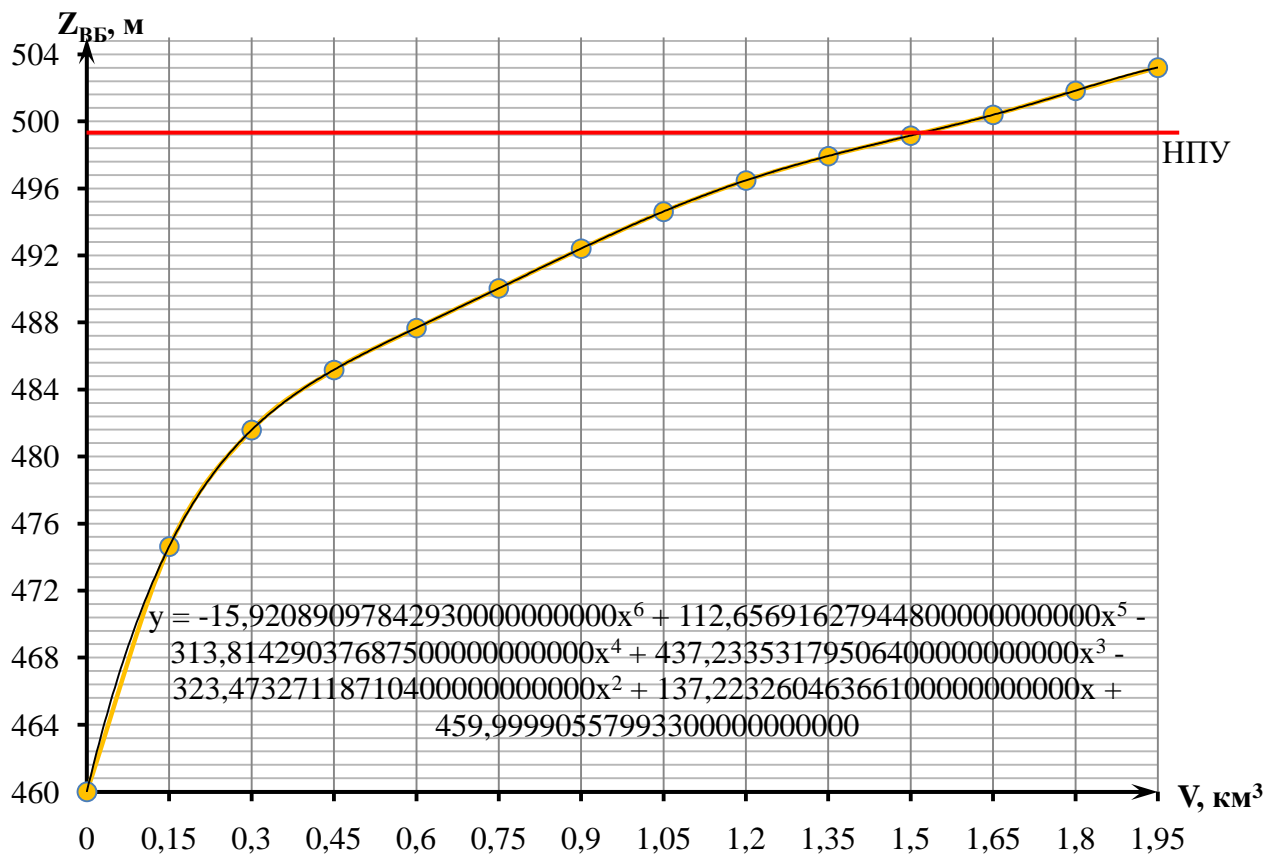


Рисунок 1.1 - График зависимости  $Z_{ВБ}$  от  $V$

Для построения кривой связи нижнего бьефа воспользовались рядом расходов и соответствующие им площади поперечного сечения реки. По полученному полиному рассчитываем отметки НБ, поскольку они незначительно отличаются от снятых отметок, считаем, что полином верен. Результаты представлены в таблице 1.2 и рисунке 1.2(расчеты для зимы).

Таблица 1.2 – Координаты кривой связи нижнего бьефа

$Q_z, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Z_{расч}, м$	$\Delta, м$
0	436,00	436,00	0,0
75	437,02	437,02	0,0
150	437,92	437,92	0,0
225	438,57	438,57	0,0
300	439,01	439,01	0,0
375	439,34	439,34	0,0
450	439,64	439,64	0,0
525	439,94	439,94	0,0
600	440,23	440,23	0,0
675	440,48	440,48	0,0
750	440,75	440,75	0,0

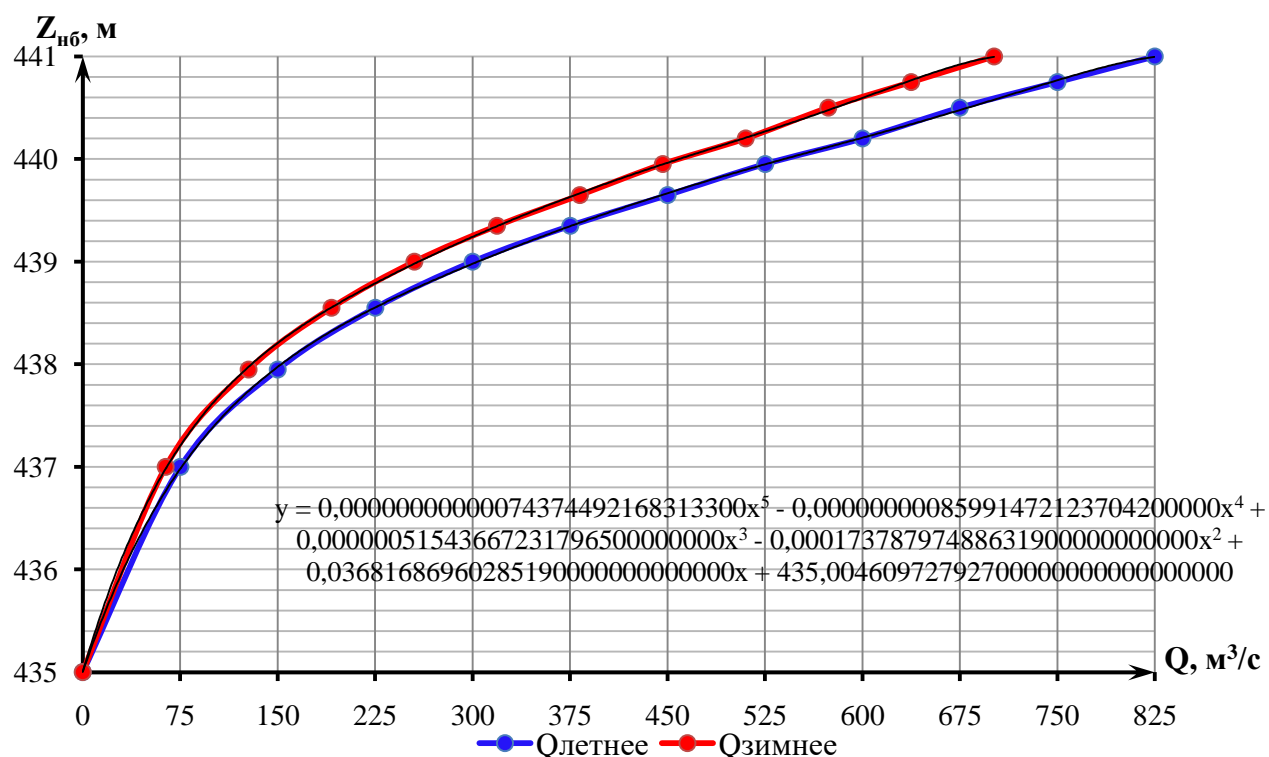


Рисунок 1.2– График зависимости  $Z_{нб}$  от  $Q$

### 1.1.3 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Жигалоской ГЭС равна 7 баллами шкалы MSK – 64.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области» (Иркутское РДУ) осуществляет функции диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Иркутской области.

Входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

В операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 13065,8 МВт.

Наиболее крупными из них являются гидроэлектростанции, входящие в структуру АО «ЕвроСибЭнерго»: Братская ГЭС, Усть – Илимская ГЭС, Иркутская ГЭС и тепловые станции ООО «Байкальская энергетическая компания»: Иркутская ТЭЦ – 10 и Иркутская ТЭЦ – 9 (г. Ангарск), Ново – Иркутская ТЭЦ (г. Иркутск), Усть – Илимская ТЭЦ (г. Усть – Илимск), Иркутская ТЭЦ-11 (г. Усолье-Сибирское), Иркутская ТЭЦ-6 (г. Братск) и Ново-Зиминская ТЭЦ (г. Саянск).

Выработка электроэнергии операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутского РДУ в 2021 году составила 65,04 млрд кВт·ч.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

1. Проектируемая ГЭС находится на реке Лена;
2. Энергосистема: ОДУ Сибири, Иркутское РДУ
3. Отметка НПУ = 500 м;
4. Отметка сухого дна = 436 м;
5. Коэффициент мощности  $k_N = 8,7$ ;
6. Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,4$  м;
7. Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	1	2	2	2	1	0	0	0
Льдообразование	2,7	1,5	0,7	-5,4	-3,2	0	0	0	0	0	1,4	2,3
Шлюзование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ВХК	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Сан.попуск	30											

8. Данные ежемесячных расходов за 55 лет для реки Лена представлены в таблице А.1 приложения А.

### 2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Для выбора установленной мощности ГЭС и расчета среднемноголетней выработки необходимо разобраться с условиями водности реки в заданном створе, исходя из представленных в таблице А.1 гидрографов за 1936 – 1990 гг., и определить расходы маловодного и средневодного года. Для этого необходимо разделить каждый год на два периода – половодье и межень.

К периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII, IX месяцы, а к периоду межени – X, XI, XII и I, II, III, IV, месяцы.

Обеспеченность находим по формуле:

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

где  $P(m)$  – обеспеченность;

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

$n$  – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в таблице А.2 приложения А.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаем равными 89, 91 и 50% соответственно.

### 2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Для расчетной обеспеченности P = 50% принимаем 1990 г. и вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_M = \frac{Q_{м1964}}{Q_{м1990}} = \frac{47}{53} = 0,89, \quad (2.2)$$

$$K_{п} = \frac{Q_{п1978}}{Q_{п1990}} = \frac{209}{198} = 1,06. \quad (2.3)$$

Для 1978 года уточняем годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты  $K_{п} = 0,975$ ,  $K_M = 1,024$ , тем самым получим исправленные расходы, представленные в таблице 2.2:

Таблица 2.2. – Расчетный средневодный год (P=51%) с приведением

P=50%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub>
1990	31	35	38	64	164	209	273	183	162	99	57	48	114
1990(привед.)	27	31	33	57	173	219	286	191	169	88	51	42	115

Т.к. среднегодовые расходы не сошлись, расход оказался больше, значит нужно уменьшить коэффициент, который его увеличивает, принимаем:

$$K_{п} = 1,05; K_M = 0,89$$

Таким образом, в таблице 2.3 получим исправленные расходы базового 1936 года:

Таблица 2.3 – Расчетный средневодный год (P=50%) с корректировкой

P=50%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub>
1990	31	35	38	64	164	209	273	183	162	99	57	48	114
1990(испр.)	27	31	33	57	172	219	286	191	169	88	51	42	114

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка по приведенным коэффициентам произведена правильно.

### 2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Так как на графике отсутствует конкретный год для P=90%, берутся ближайшие слева и справа расходы: 1943 и 1979. После чего интерполируются значение расходов данных годов для P=90%.

–  $Q_{\text{половодья}}=149 \text{ м}^3/\text{с}$  (1939-1943). Этот год пришелся на обеспеченность 89% ,91% по половодью

–  $Q_{\text{межени}}=33 \text{ м}^3/\text{с}$  (1978-1980). Эти года пришлись на обеспеченность 89%,91% по межени.

Коэффициенты приведения по половодью и межени для года 1943 находятся по формулам 2.4 и 2.5:

$$K_M = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1943 \text{ по межени}}} = \frac{33}{45} = 0,72, (2.4)$$

$$K_P = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1943 \text{ по половодью}}} = \frac{149}{144} = 1,03. (2.5)$$

Коэффициенты приведения по половодью и межени для года 1979 находятся по формулам 2.6 и 2.7:

$$K_M = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1979 \text{ по межени}}} = \frac{33}{35} = 0,95, (2.6)$$

$$K_P = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1979 \text{ по половодью}}} = \frac{149}{157} = 0,93. (2.7)$$

Сравним полученные коэффициенты. Год, приведённые коэффициенты которого будет ближе к 1, будет маловодным годом. Исходя из результатов, маловодным годом будет год 1979, так как его коэффициенты ближе к 1.

Уточняем годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные выше коэффициенты, результаты представляем в таблице 2.4:

Таблица 2.4 – Расчетный маловодный год (P=90%) с приведением

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub>
1979	22	24	26	36	121	160	234	149	121	65	40	36	86
1979(привед)	20	22	24	34	115	152	222	141	115	60	37	33	81

В таблице 2.5 получим следующие скорректированные расходы для маловодного 1979 года ( $K_P = 1.02$ ;  $K_M = 0,93$ ):

Таблица 2.5 – Расчетный маловодный год (P=90%) с корректировкой

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub>
1979	22	24	26	36	121	160	234	149	121	65	40	36	86
1979(испр)	20	22	24	34	123	162	238	151	123	60	37	33	86

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка по приведенным коэффициентам произведена верно.

Сравнивая расходы с обеспеченностью 50% и 90%, выявили, что расходы среднегодового года в некоторых месяцах меньше, чем в маловодного таблица 2.6. Поэтому требуется корректировка при выполнении следующего условия:

объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после неестаблица 2.7.

Таблица 2.6– Сравнение расходов средневодного и маловодного годов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1990(50%)	31	35	38	64	16	209	273	183	162	99	57	48	114
1979(90%)	22	24	26	36	121	160	234	149	121	65	40	36	86
Разность	9	11	12	28	43	49	39	34	41	35	17	12	

Таблица 2.7– Сравнение расходов средневодного и маловодного годов с корректировкой

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1990(50%)	27	31	33	57	172	219	286	191	169	88	51	42	114
1979(90%)	20	22	24	34	123	162	238	151	123	60	37	33	86
Разность	7	9	9	23	49	56	48	40	46	28	13	9	

По полученным данным таблица 2.7, строим гидрограф рисунок 2.1.

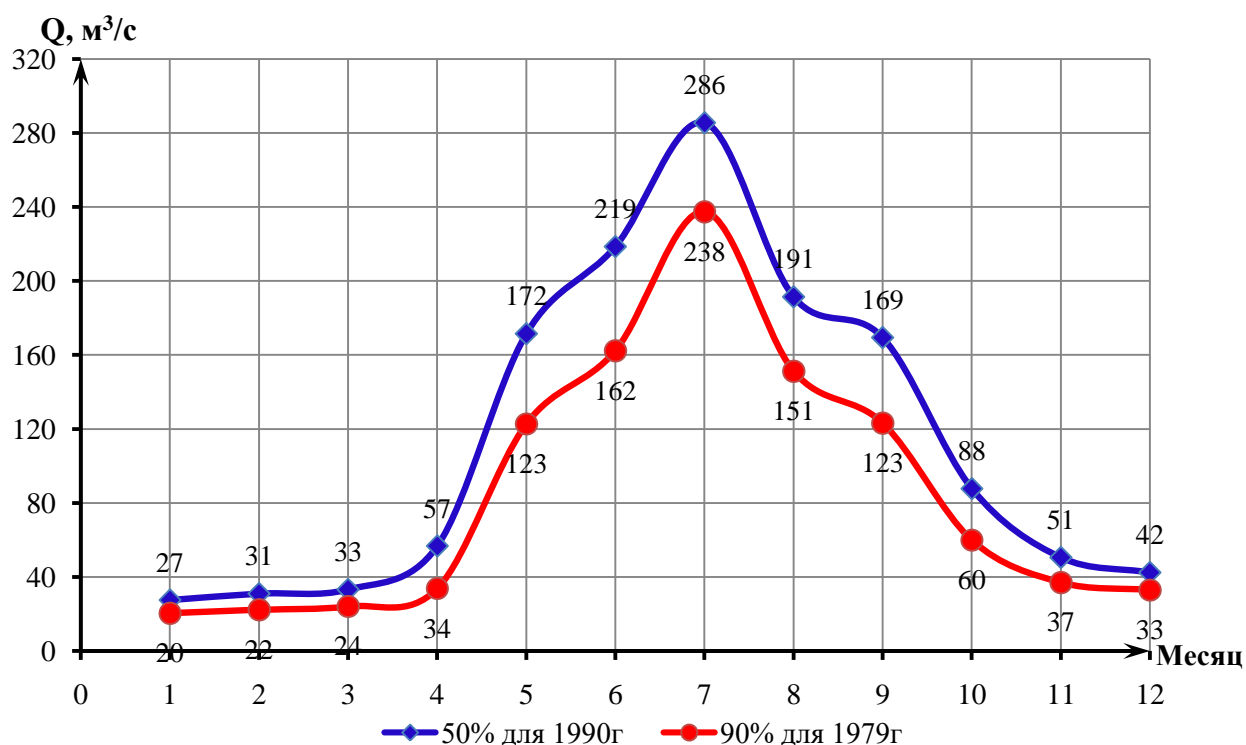


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного года реки Лена

### 2.3 Определение типа регулирования

Для расчета необходимо, определить коэффициент зарегулированности стока, чтобы выбрать тип регулирования.

Среднемноголетний сток найдем по формуле (2.8):



$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 120 \cdot 31536000 = 3,78 \text{ км}^3, \quad (2.8)$$

где  $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний расход из таблице 2.1;

$t$  – число секунд в году.

Так как для нахождения коэффициента зарегулированности стока необходимо знать полезный объем водохранилища, но он не известен, поэтому полезный объем возьмем прототипа Нижнекамской ГЭС.

Коэффициент зарегулированности стока найдем по формуле (2.9)

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{1,276}{3,78} = 0,33, \quad (2.9)$$

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

$\bar{W}_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний сток в данном створе.

Из этого расчета можно сделать вывод, что на проектируемой станции будет годичный тип регулирования.

## 2.4 Расчёт и построение суточных графиков нагрузки

Суточные графики нагрузки и их интегральные кривые потребуются для определения рабочей мощности ГЭС при известной энергоотдаче каждого месяца, которая будет определена в ходе водно-энергетических расчетов. Также ИКН используется для определения места работы ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы.

Проектируемая ГЭС принадлежит ОДУ Сибири суммарной установленной мощностью 52,1 тыс. МВт. Предполагаемая мощность проектируемой станции меньше 0,1 мощности энергосистемы, не имеет смысла проектировать станцию на нагрузку всей энергосистемы.

Жигаловский гидроузел находится в Иркутское РДУ суммарной установленной мощностью 13,1 тыс. МВт. Мощность проектируемой ГЭС меньше 0,1 максимальной мощности РДУ, следовательно, проектируем на изолированную нагрузку.

Суточный график нагрузки строим по методике института «Энергосетьпроект».

Коэффициенты  $\alpha_t^3, b_t^3, \alpha_t^л, b_t^л$  приведены в справочных таблицах, а коэффициенты  $\beta_{\text{сут}}^3, \beta_{\text{сут}}^л$  вычисляются по графику представленному на рисунке 2.2.

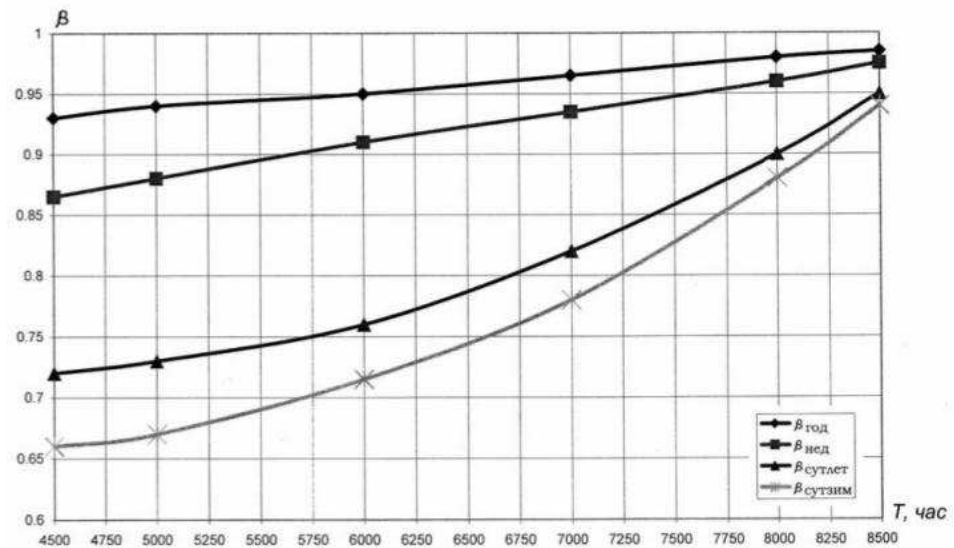


Рисунок 2.2 – Показатели графиков нагрузки энергосистемы для района Центр 58-51° северной широты

Таблица 2.8 – Коэффициенты плотности суточного графика нагрузки

β зим	β лета	α лето	P(max)
0,747	0,78	0,594	710

Таблица 2.9 – Коэффициенты для расчета типового суточного графика

Часы суток	Центр (местоположение 54° с. ш.)	
	Зима	Лето
0	$1,98\beta_1-0,898$	$1,85\beta_2-0,852$
1	$2,05\beta_1-1,05$	$2,02\beta_2-1,03$
2	$2,1\beta_1-1,1$	$2,22\beta_2-1,22$
3	$2,17\beta_1-1,17$	$2,3\beta_2-1,3$
4	$2,17\beta_1-1,17$	$2,3\beta_2-1,3$
5	$2,1\beta_1-1,1$	$2,3\beta_2-1,3$
6	$1,93\beta_1-0,923$	$2,2\beta_2-1,2$
7	$1,35\beta_1-0,352$	$1,6\beta_2-0,60$
8	$0,70\beta_1+0,296$	$0,952\beta_2+0,04$
9	$0,3\beta_1+0,702$	$0,175\beta_2+0,70$
10	$0,4\beta_1+0,60$	1
11	$0,67\beta_1+0,324$	$0,275\beta_2+0,72$
12	$0,877\beta_1+0,12$	$0,55\beta_2+0,45$
13	$0,755\beta_1+0,22$	$0,42\beta_2+0,575$
14	$0,575\beta_1+0,42$	$0,22\beta_2+0,775$

15	$0,62\beta_1+0,347$	$0,42\beta_2+0,577$
16	$0,77\beta_1+0,231$	$0,677\beta_2+0,32$
17	$0,1\beta_1+0,9$	$0,40\beta_2+0,60$
18	1	$0,50\beta_2+0,50$
19	$0,17\beta_1+0,825$	$0,62\beta_2+0,375$
20	$0,25\beta_1+0,75$	$0,575\beta_2+0,42$
21	$0,37\beta_1+0,625$	$0,35\beta_2+0,51$
22	$0,758\beta_1+0,24$	$0,27\beta_2+0,725$
23	$1,35\beta_1-0,352$	$0,952\beta_2+0,05$

Подставив все нужные значения в формулы, выполним расчет для построения суточных графиков энергосистемы.

$$P_t^3 = P_c^{\max} \cdot (\alpha_t^3 \cdot \beta_{\text{сут}}^3 + b_t^3), \quad (2.10)$$

$$P_t^L = P_c^{\max} \cdot \alpha_{\text{лет}} \cdot (\alpha_t^L \cdot \beta_{\text{сут}}^L + b_t^L). \quad (2.11)$$

Таблица 2.10– Данные для построения суточных графиков нагрузки

Часы суток	Центр (местоположение 54° с. ш.)	
	Зима	Лето
0	413	249
1	342	230
2	333	216
3	320	208
4	320	208
5	333	208
6	368	218
7	466	273
8	581	315
9	658	353
10	638	422
11	585	394
12	550	371
13	557	381
14	603	399
15	575	382
16	572	358
17	692	385
18	710	375
19	676	362
20	665	366
21	640	330
22	572	395
23	466	334
Рср	527	322
Рmax	710	422

По данным таблице 2.10 строим суточный график нагрузки для лета и зимы.

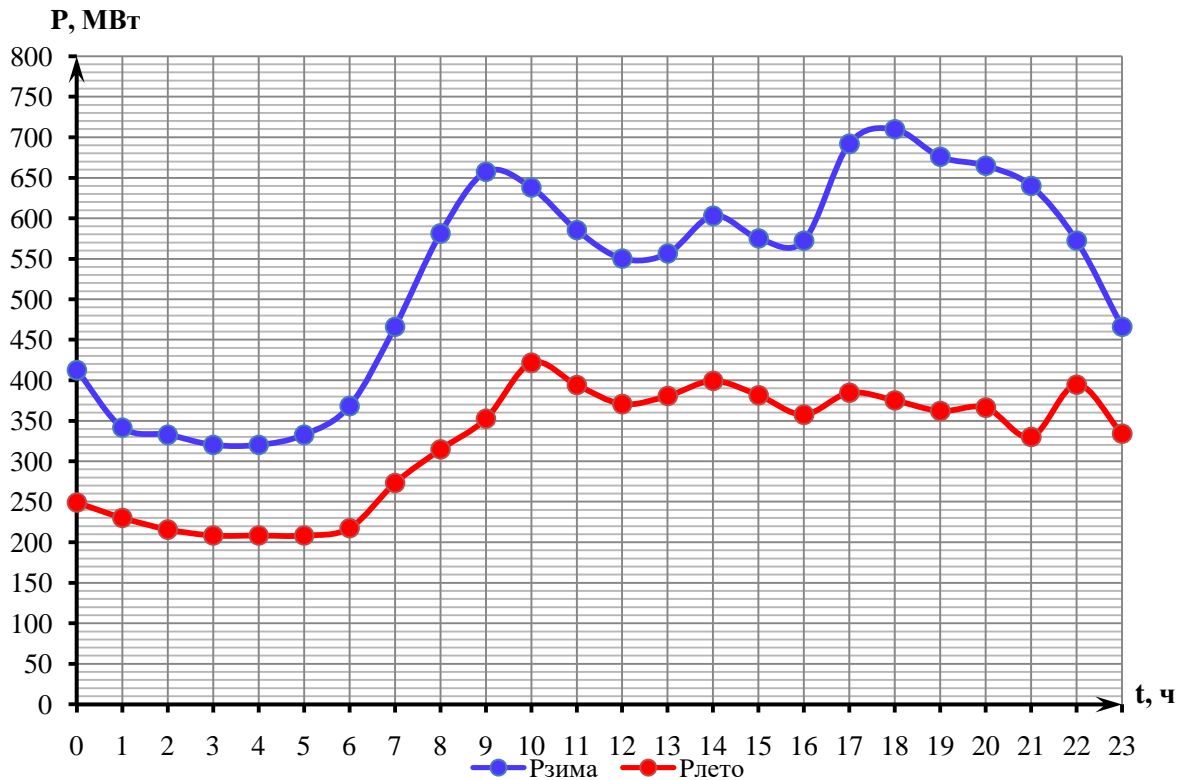


Рисунок 2.2 – Суточный график нагрузки для зимы и лета

## 2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки строятся для максимальных и средних значений на основе суточных графиков нагрузки изолированной энергосистемы. Годовой график максимальной нагрузки представляет собой косинусоидальную функцию:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha. \quad (2.12)$$

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

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

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.13)$$

$$b = \frac{P'_{зима} - P'_{лето}}{2}, \quad (2.14)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180}^\circ. \quad (2.15)$$

Таблица 2.11 – Исходные данные для вычисления коэффициентов  $a, b$

	$P_{max}^3$	$P_{max}^l$	$P_{cp}^3$	$P_{cp}^l$
МВт	710	422	527	322

Вычислим коэффициенты для максимальных нагрузок:

$$a = \frac{710+422}{2} = 566,$$

$$b = \frac{710-422}{2} = 144.$$

Расчеты для средних мощностей выполняются аналогично по этим же формулам. Результаты расчетов занесем в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	$\alpha$	$\cos \alpha$	$P_t^{max}$ , МВт	$P_t^{cp}$ , МВт
1	0,2617	0,9660	705	524
2	0,7850	0,7074	668	497
3	1,3083	0,2595	603	451
4	1,8317	-0,2579	529	398
5	2,3550	-0,7063	464	352
6	2,8783	-0,9655	427	326
7	3,4017	-0,9664	427	325
8	3,9250	-0,7085	464	352
9	4,4483	-0,2610	528	398
10	4,9717	0,2564	603	451
11	5,4950	0,7051	668	497
12	6,0183	0,9651	705	523

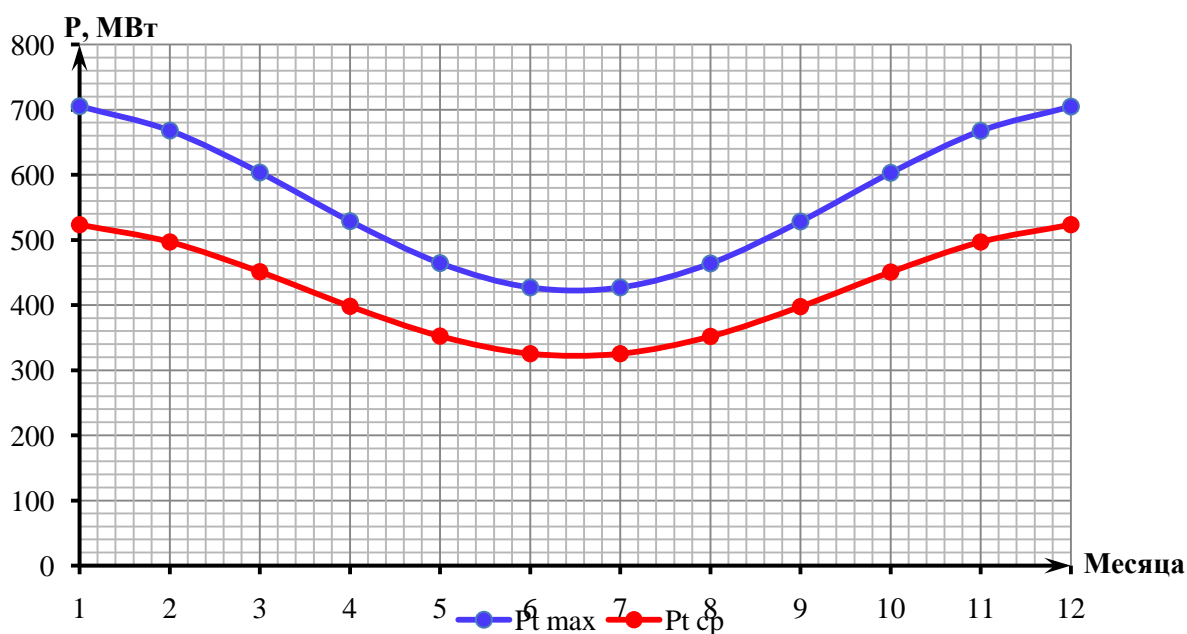


Рисунок 2.3 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

## 2.6 Покрывание графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

В данном случае, часть графика нагрузки энергосистемы покрывается Братская и Иркутская ГЭС (5%), данные по которой представлены в таблице 2.4.

Чтобы разместить существующие станции на ИКН, необходимо найти среднесуточную выработку каждого месяца. Так как гидроэлектростанции не могут выдавать каждый месяц одинаковую выработку, вполне логичным будет предположить, что зимой выработка на 20 % больше, чем в летние месяцы.

Тогда выбранная часть среднесуточной выработки Братской и Иркутской ГЭС для января–декабря равна:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год}}}{365} \cdot 1,2. \quad (2.16)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{87,8}{365} \cdot 1,2 = 4,39 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

Для оставшихся месяцев среднесуточная выработка рассчитывается аналогичным образом.

Эта выработка будет задаваться по оси энергий. По оси мощностей катет равен установленной мощности станций  $N_{\text{уст}} = 258 \text{ МВт}$ .

Среднесуточная мощность для января рассчитывается следующим образом:

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}}}{24} \cdot 1000. \quad (2.17)$$

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{4,39}{24} \cdot 1000 = 183 \text{ МВт}$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично.

Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС сведены в таблицу 2.13.

Таблица 2.13– Среднесуточные выработки и мощности существующей ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}$ , млн. кВт · ч	4,39	4,21	3,84	3,47	3,11	2,93	2,93	3,11	3,47	3,84	4,21	4,39
$N_{\text{ср.сут.}}$ , МВт	183	175	160	145	130	122	122	130	145	160	175	183
k	1,2	1,15	1,05	0,95	0,85	0,8	0,8	0,85	0,95	1,05	1,15	1,2

## 2.7 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1979 г.) вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца по следующей формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N \cdot Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.18)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности;

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

$H_{\text{ГЭС}}$  – напор ГЭС.

$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года:

$$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{сумм.пот}} = Q_{\text{быт}} - (Q_{\text{исп}} + Q_{\text{лед}} + Q_{\text{ф}}), \quad (2.19)$$

где  $Q_{\text{сумм.пот}}$  – суммарные потери воды;

$Q_{\text{исп}}$  – потери расхода воды на испарение в водохранилище;

$Q_{\text{лед}}$  – потери расхода воды на льдообразование в водохранилище;

$Q_{\text{ф}}$  – потери расхода воды на фильтрацию;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – подведенный напор на ГЭС:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t)) - \Delta h, \quad (2.20)$$

где  $Z_{\text{вб}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 500 м;

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t))$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи (рисунок 2.2);

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

Затем рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по следующей формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.21)$$

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

Результаты проведенных расчетов представлены в таблице 2.14

Таблица 2.14 – Результаты расчетов конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	20	22	24	34	123	162	238	151	123	60	37	33
Режим работы ГЭС по бытовому стоку												
$Q_{\text{пол.быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	20	22	24	34	123	162	238	151	123	60	37	33
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	435,6 9	435,7 5	435,8	436,0 7	437,6 8	438,0 9	438,6 8	437,9 9	437,6 9	436,6 9	436,1 6	436,0 5
$H, \text{ м}$	63,9	63,9	63,8	63,5	61,9	61,5	60,9	61,6	61,9	62,9	63,4	63,6
$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	11	12	13	19	66	87	126	81	66	33	20	18
Режим работы ГЭС по ВХК												
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	436,6 9	436,6 9	436,6 9	436,6 9	436,6 9	436,6 9	436,6 9	436,6 9	436,6 9	436,6 9	436,6 9	436,6 9
$H, \text{ м}$	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Сравнение режимов работы ГЭС												
$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	11	12	13	19	66	87	126	81	66	33	20	18
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-21	-20	-19	-22	33	46	93	40	34	0	-12	15
$N_{\text{избыт}}, \text{ МВт}$	136											

По данным таблицы 2.13 строится баланс энергии, представленный на рисунке 2.4, 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.



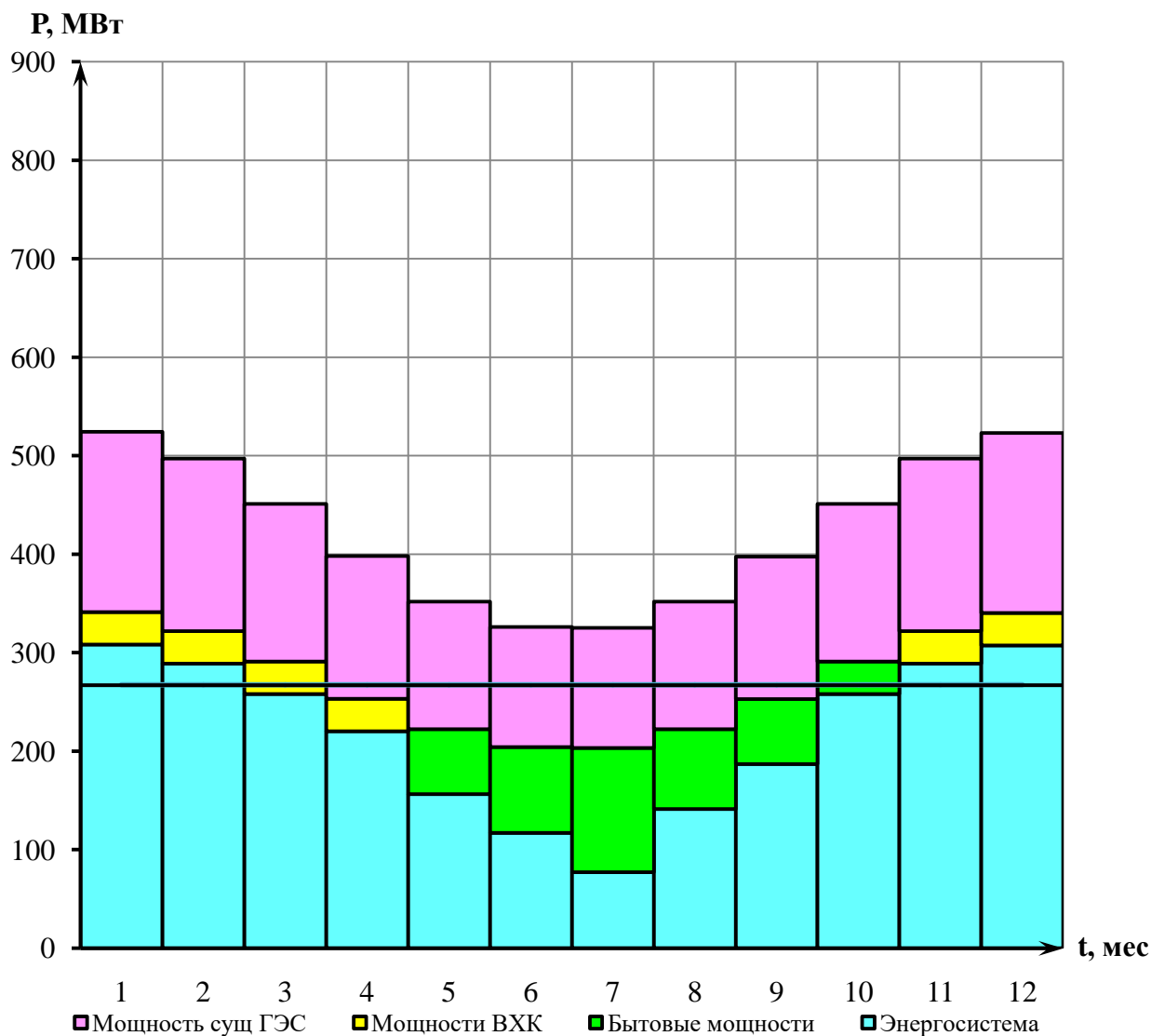


Рисунок 2.4 – Баланс энергии

За месяц сработки принимаем ноябрь. Из рисунка 2.4 видно, что под регулирование попали 4 месяца, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

## 2.8 Расчёт сработки – наполнения водохранилища в маловодный год (P=90%)

Основной задачей ВЭР является определение гарантированных мощностей, УМО, определение полезного объёма водохранилища.

В таблице А.3 приложения А производится расчёт сработки-наполнения водохранилища, изменением мощности в месяцы, попавшие под регулирование до полного цикла сработки-наполнения.

В данном расчете видно, что условия  $Z_{ВВнач} = Z_{ВВкон}$  и  $V_H = V_K$  не соблюдается. Это означает, что необходимо выполнить корректировку  $N_{гар}$ .

Далее производим расчёт сработки-наполнения водохранилища, увеличивая мощности месяцев, попавших под регулирование, до тех пор, пока

не будет произведён полный цикл сработки-наполнения (таблица А.4 приложения А).

Конечное положение линии гарантированной мощности – 268 МВт.

За счёт подъёма линии гарантированных мощностей на балансе энергии получили равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря –  $N_{\text{гар}} = 73$  МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 482,46 м.

График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в маловодном году представлен на рисунке 2.5.

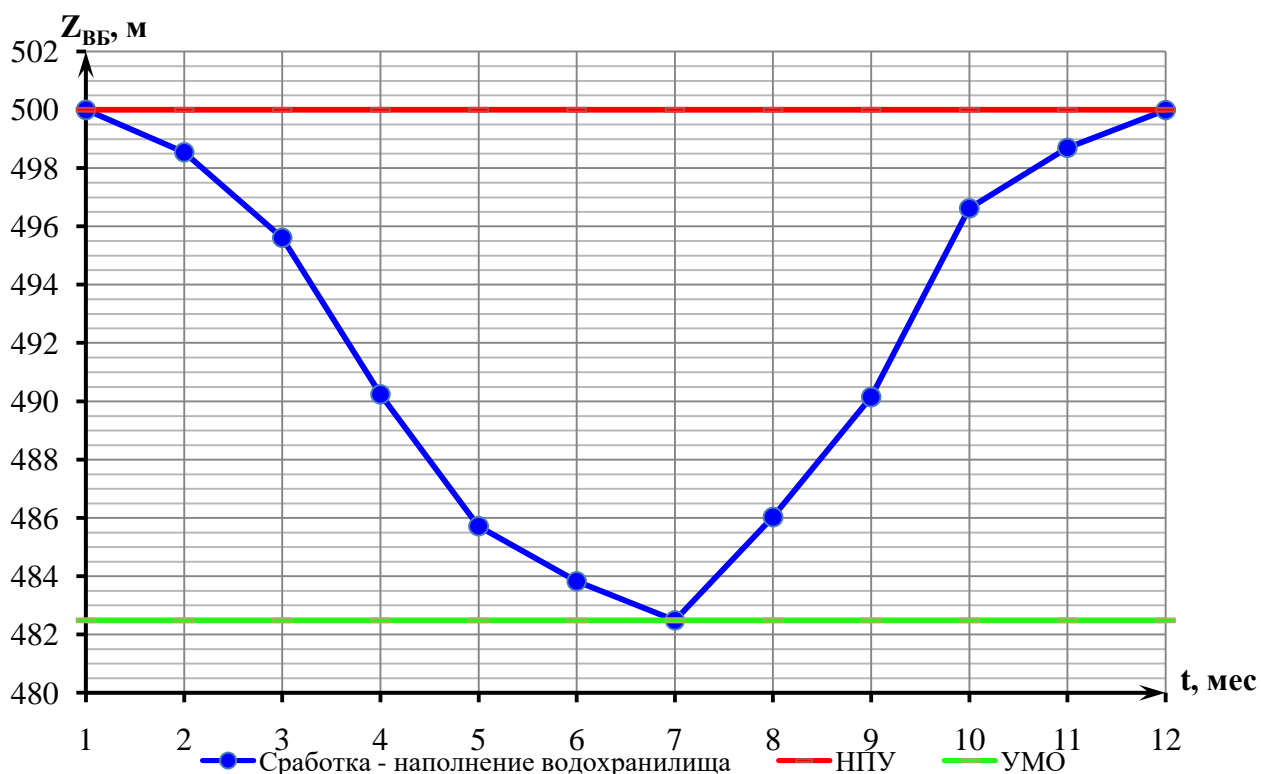


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в маловодном году

## 2.9 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в январе

Выработка проектируемой Жигаловской ГЭС:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{январь}}^{\text{проект.ГЭС}} &= \mathcal{E}_{\text{пик.январь}}^{\text{проект.ГЭС}} + \mathcal{E}_{\text{база.январь}}^{\text{проект.ГЭС}} = 0,75 + 1,002 = \\ &= 1,752 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (2.22)$$

$$N_{\text{раб.январь}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{январь}}^{\text{пик.пр.ГЭС}} + N_{\text{январь}}^{\text{база.пр.ГЭС}} = 137 + 43 = 180 \text{ МВт}, \quad (2.23)$$

На рисунке А.3 приложения А представлена ИКН для января.

## 2.10 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в июне и других месяцах

Используя рисунок А.2 приложения А для июня находим рабочие мощности для проектируемой ГЭС.

Для проектируемой ГЭС в июне:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{июнь.}}^{\text{проект.ГЭС}} &= \mathcal{E}_{\text{пик.июнь.}}^{\text{проект.ГЭС}} + \mathcal{E}_{\text{база.июнь.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 0,312 + 0,312 = \\ &= 0,624 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (2.24)$$

$$N_{\text{раб.июнь.}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{июнь}}^{\text{пик.пр.ГЭС}} + N_{\text{июнь}}^{\text{база.пр.ГЭС}} = 64 + 13 = 77 \text{ МВт}, \quad (2.25)$$

Проведя аналогичную работу на заранее построенных для них ИКН находим рабочие мощности для каждого месяца. Все результаты сводим в таблицу 2.15.

Таблица 2.15– Сводная таблица рабочих мощностей проектируемой ГЭС

Месяц	$\mathcal{E}_{\text{пр.ГЭС}}$ , млн кВт · ч	$N_{\text{раб}}^{\text{пр.ГЭС}}$ , МВт
1	1,752	180
2	1,368	150
3	0,576	86
4	0,576	85
5	0,576	79
6	0,624	77
7	0,696	82
8	0,744	91
9	0,768	103
10	0,768	103
11	1,368	150
12	1,752	180

Данные мощности необходимы для последующего выполнения баланса мощностей.

## 2.11 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

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

Результаты расчёта представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16–Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	$P_{max}$ , МВт	$N_{нагр}$ , МВт	$N_{авар}$ , МВт	$N_{раб}$ , МВт	$N_{нагр}$ , МВт	$N_{рем}$ , МВт	$N_{раб}$ , МВт	$N_{авар}$ , МВт	$N_{рем}$ , МВт
1	705	71	21	180	9		267	71	
2	668	67	20	150	7		265	67	
3	603	60	18	86	5		262	60	
4	529	53	16	85	5		238	53	
5	464	46	14	79	4		202	46	
6	427	43	13	77	4		179	43	22
7	427	43	13	82	4		177	43	22
8	464	46	14	91	5		195	46	
9	528	53	16	103	5		220	53	
10	603	60	18	103	5	14	255	60	
11	668	67	20	150	7		265	67	
12	705	70	21	180	9		267	70	

Строим баланс мощности, представленный на рисунке 2.6.

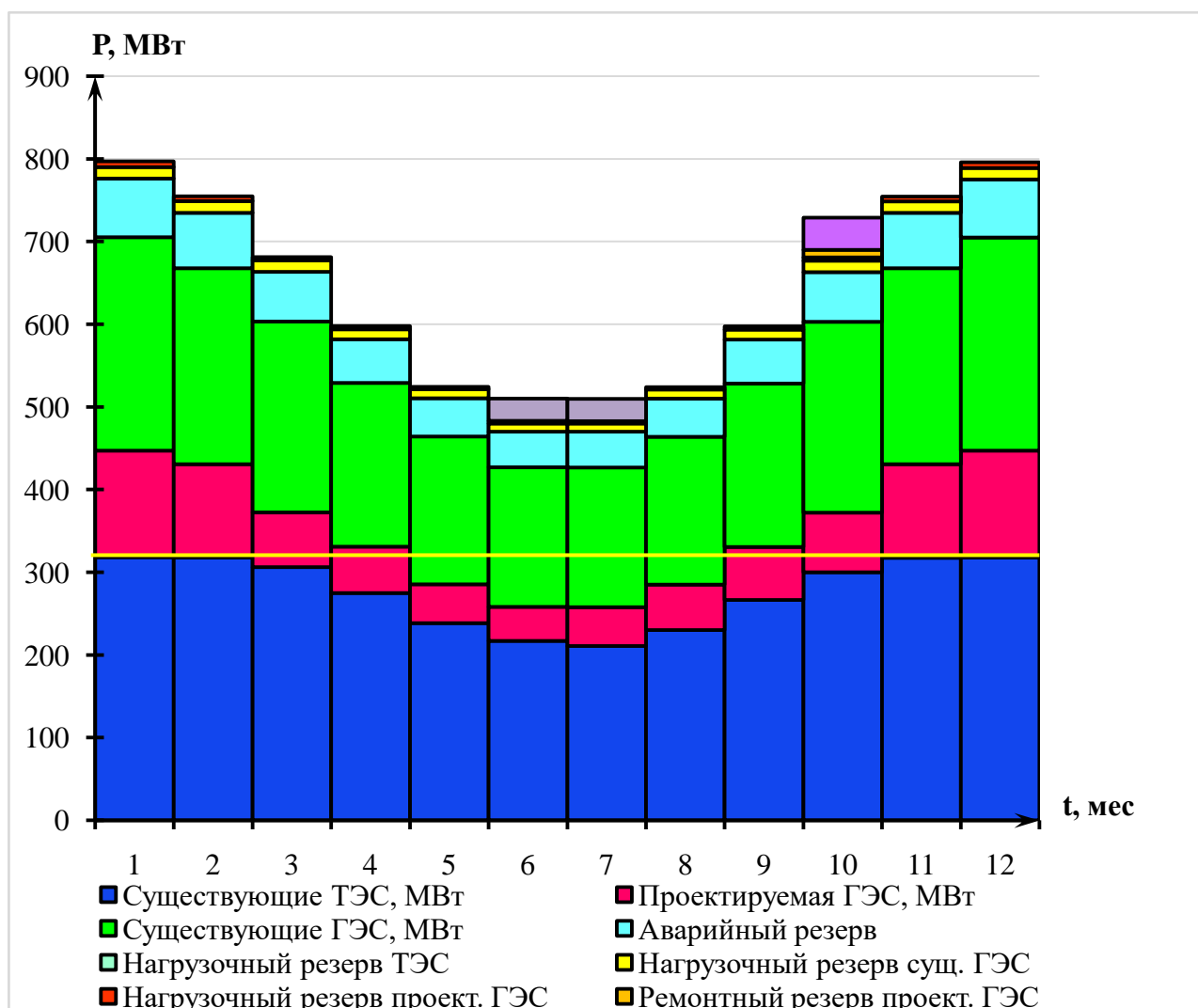


Рисунок 2.6 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 180 + 9 = 189 \text{ МВт.} \quad (2.26)$$

## 2.12 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года

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

Рассмотрим режим наполнения водохранилища режим по мощностям в период наполнения в маловодном году, результаты которого представлены в таблице А.5 приложения А.

По данному расчёту построим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном году и объединим его с маловодным (рисунок 2.7).

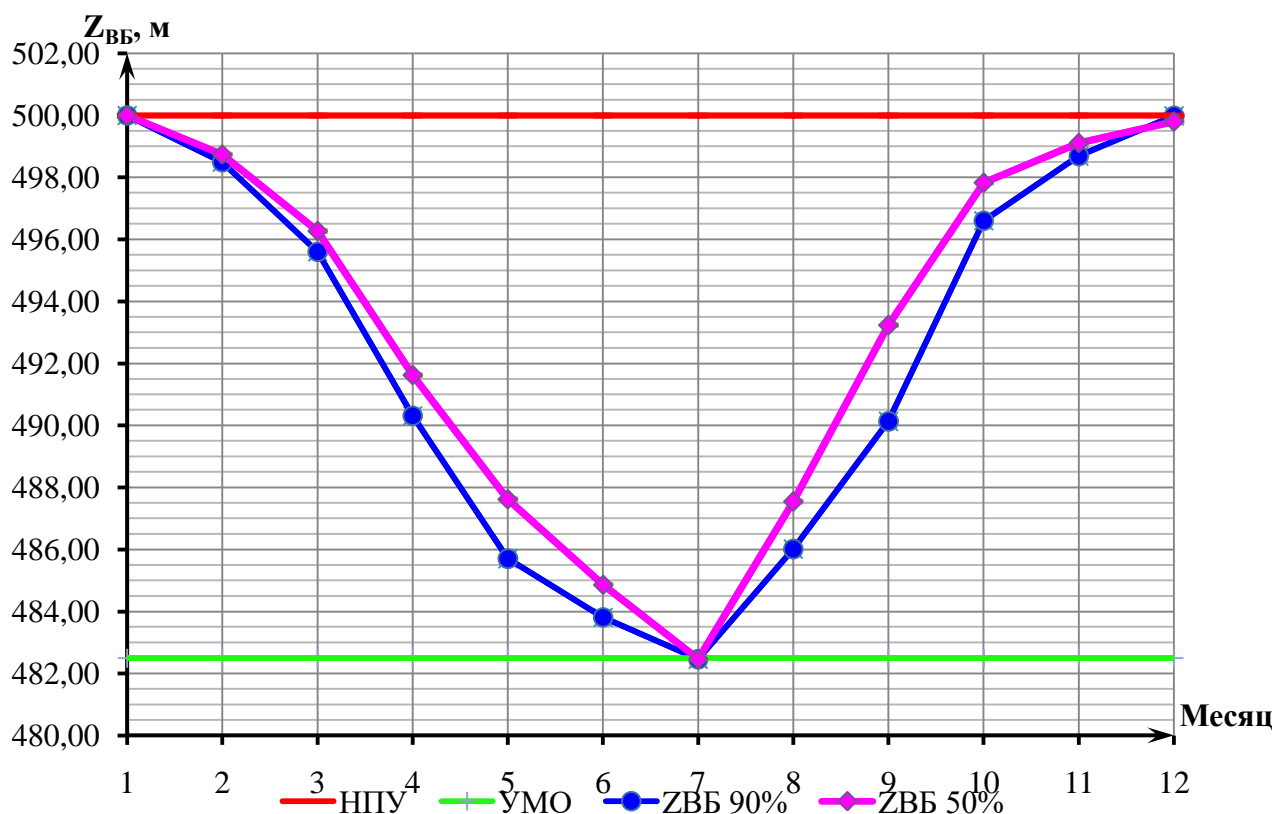


Рисунок 2.7 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

По данным расчёта получили среднемноголетнюю выработку:  $\sum \mathcal{E} = 0,47$  млрд. кВт · ч.

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Построение режимного поля

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

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС».

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1–Данные расчёта режимного поля

$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
	$Z_{\text{нб.л}}, \text{ м}$	$Z_{\text{нб.з}}, \text{ м}$	$H_{\text{нпу}}, \text{ м}$	$H_{\text{умо}}, \text{ м}$	$H_{\text{янб}}^{\text{нб}}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	435,00	435,00	64,60	47,06	57,56	60,00	362	52,95	411
75	436,98	437,21	62,39	45,08	55,35	58,60	371	51,45	405
150	437,97	438,21	61,39	44,09	54,35	57,20	380	49,95	399
225	438,55	438,79	60,81	43,51	53,77	55,80	389	48,45	393
300	438,98	439,24	60,36	43,08	53,32	54,40	399	46,95	387
375	439,35	439,63	59,97	42,71	52,93	53,00	410	45,45	381
450	439,67	439,96	59,64	42,39	52,60	51,60	421	44,45	377
525	439,95	440,27	59,33	42,11	52,29	50,20	433	43,45	372
600	440,21	440,60	59,00	41,85	51,96	48,80	445	43,15	371
675	440,48	440,92	58,68	41,58	51,64	47,40	458	42,95	370
750	440,77	440,97	58,63	41,29	51,59	46,00	472	42,50	368

Из построенного режимного поля рисунок 3.1 определяем:

- максимальный напор  $H_{\text{max}} = 63,6 \text{ м}$ .
- расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 52,95 \text{ м}$ .
- минимальный напор  $H_{\text{min}} = 42,5 \text{ м}$ .

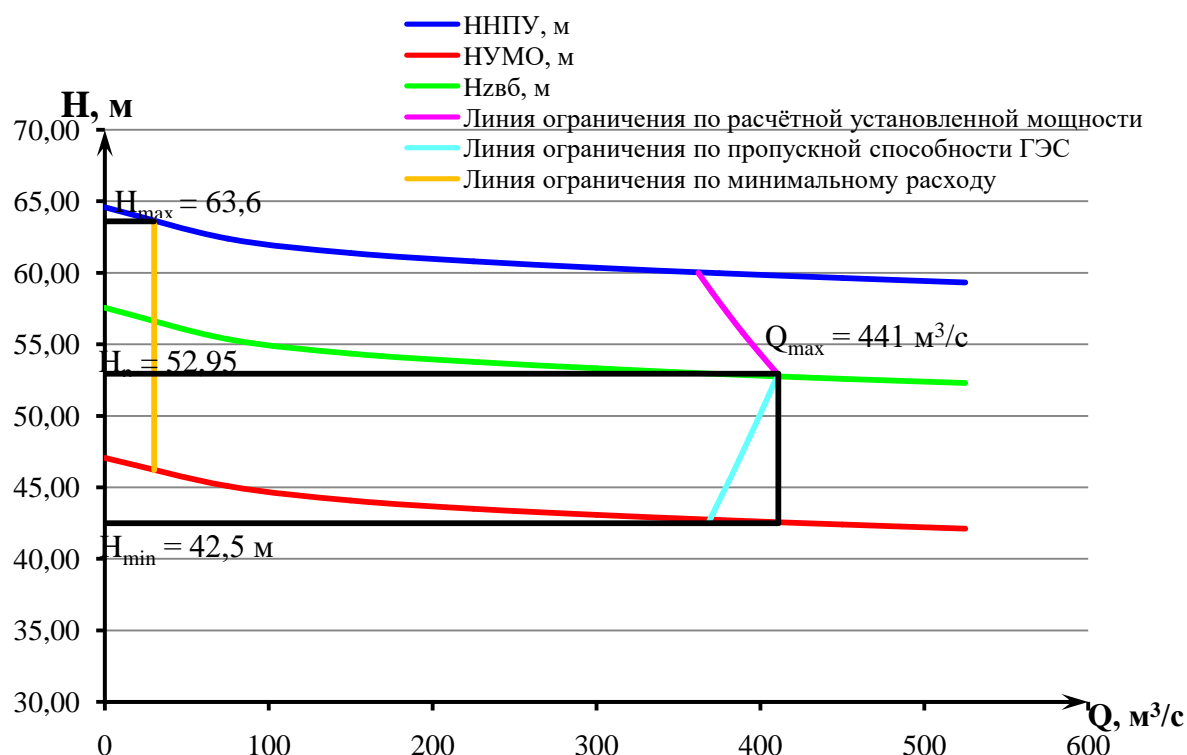


Рисунок 3.1–Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

### 3.2 Выбор турбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, 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 РО75а – В и РО75б – В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина РО75а – В	Турбина РО75б – В
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	75	75
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,6	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	86	79
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,893	0,883
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}, \text{л/с}$	1,17	1,22
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{1\text{max}}$	0,18	0,13
Приведенный диаметр РК	$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{м}$	4	4
Температура	$t, ^\circ\text{C}$	20	7

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины  $\eta_T$ :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right) = 1 - (1 - 0,893) \cdot \left( (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{52,95}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,51}{1,51}} \right) = 0,934, \quad (3.1)$$

где  $\eta_M, D_{1M}, H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_p^N$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

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

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp} = 9,81 \cdot 1,17 \cdot 5^2 \cdot 52,95 \cdot \sqrt{52,95} \cdot 0,934 \cdot 0,975 = 100680 \text{ кВт}, \quad (3.2)$$

где  $Q'_{1p}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_G = 0,975$ ).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{гэс}^{уст}}{N_a} = \frac{189000}{100680} = 1,8 \approx 2, \quad (3.3)$$

где  $N_{гэс}^{уст}$  – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов  $Z'_a$  округляется в большую сторону  $Z_a$ . Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{189000}{2} = 94500 \text{ кВт}. \quad (3.4)$$



Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot m}}{D_1} = 86 \cdot \frac{\sqrt{52,95 \cdot 1,04}}{5} = 123,2 \text{ об/мин}, (3.5)$$

где  $n'_{I_p}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке таблица 3.2;

$\Delta$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду.

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot m}} = \frac{125 \cdot 5}{\sqrt{52,95 \cdot 1,04}} = 84 \text{ об/мин}, (3.6)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

$H$  – напор на станции, соответствует  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (H_p \cdot m)^{1,5}} = \frac{94500}{9,81 \cdot 5^2 \cdot (52,95 \cdot 1,04)^{1,5}} = 1,0001. \quad (3.7)$$

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot m}} = \frac{30}{5^2 \cdot \sqrt{42,5 \cdot 1,04}} = 0,1802, \quad (3.8)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию;

$Z_a$  – число агрегатов.

Рассчитанные величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицы 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Сводная таблица рассчитанных величин гидротурбины РО75а – В

РО75а – В	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$D_1$ , м	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
$\eta_T$ , о. е.	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930	0,930	0,931	0,931	0,932
$N_{арр}$ , МВт	36	40	45	50	56	64	72	81	91	100
$Z'_{арр}$ , ШТ	5,25	4,76	4,21	3,75	3,35	2,95	2,61	2,33	2,09	1,88
$Z_{арр}$ , ШТ	6	4	4	4	3	2	2	2	2	2
$N_{арр}$ , МВт	32	47	47	47	63	95	95	95	95	95
$m$ , о. е.	1,038	1,039	1,039	1,040	1,040	1,041	1,042	1,042	1,043	1,043
$n_c$ , об/мин	205	195	184	173	164	154	145	137	130	123
$p'$	14,6	15,4	16,3	17,3	18,3	19,5	20,7	21,9	23,1	24,3
$p$	14	15	16	16	18	18	20	20	23	24
$n_c$ , об/мин	214,3	200,0	187,5	187,5	166,7	166,7	150,0	150,0	130,4	125,0
$n'_i(H_{max})$ , об/мин	79	78	77	82	77	82	78	83	76	77
$n'_i(H_{расч})$ , об/мин	87	85	85	90	84	90	86	91	83	84
$n'_i(H_{min})$ , об/мин	97	95	95	100	94	100	96	101	93	94
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	0,875	1,260	1,114	0,992	0,889	1,042	0,923	0,823	1,108	1,0001
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	0,6650	0,9041	0,7986	0,7106	0,6363	0,7450	0,6594	0,5877	0,7906	0,713
$Q'_i(H_{max})$ , л/с	0,4102	0,3720	0,3288	0,2927	0,2623	0,2304	0,2041	0,1820	0,1633	0,1473
$Q'_i(H_{min})$ , л/с	0,5018	0,4551	0,4022	0,3581	0,3208	0,2819	0,2496	0,2226	0,1997	0,1802

Таблица 3.4 – Сводная таблица рассчитанных величин гидротурбины РО75б-В

РО75б – В	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$D_1$ , м	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
$\eta_T$ , о. е.	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928	0,928
$N_{арр}$ , МВт	37	41	46,6	52	58,5	66,6	75	84	94	104
$Z'_{арр}$ , ШТ	5,1	4,6	4,1	3,6	3,2	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8
$Z_{арр}$ , ШТ	6	4	4	4	4	3	3	3	2	2
$N_{арр}$ , МВт	32	47	47	47	47	63	63	63	94,5	94,5
$m$ , о. е.	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n_c$ , об/мин	196,0	186,7	175,6	165,8	157,0	147,2	138,6	130,9	124,1	117,9
$p'$	15,3	16,1	17,1	18,1	19,1	20,4	21,6	22,9	24,2	25,5
$p$	14	15	16	16	18	18	20	20	23	24
$n_c$ , об/мин	214,3	200,0	187,5	187,5	166,7	166,7	150,0	150,0	130,4	125,0
$n'_i(H_{max})$ , об/мин	79	77	77	82	77	82	78	83	76	76
$n'_i(H_{расч})$ , об/мин	86	85	84	89	84	89	86	91	83	84
$n'_i(H_{min})$ , об/мин	96	94	94	100	94	100	95	101	93	94
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	0,866	1,260	1,114	0,992	0,889	1,042	0,923	0,823	1,108	1,0001
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	0,6576	0,8940	0,7897	0,7026	0,6292	0,7366	0,6519	0,5810	0,7816	0,705
$Q'_i(H_{max})$ , л/с	0,4087	0,3706	0,3276	0,2916	0,2613	0,2296	0,2033	0,1813	0,1627	0,1468
$Q'_i(H_{min})$ , л/с	0,4999	0,4534	0,4007	0,3567	0,3196	0,2808	0,2487	0,2218	0,1990	0,1795

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, выбираем турбину РО75а – В с диаметром рабочего колеса  $D_1= 5,0$  м, количество

агрегатов принимаем  $Z_a = 2$ , синхронная частота вращения  $n_c = 125$  об/мин, потому что она соответствует заданию и имеет наилучший показатель КПД и высоту отсасывания.

### 3.3 Гидротурбины и их проточная часть

#### 3.3.1 Определение высоты отсасывания и отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационной работы.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования.

Высоты отсасывания для 3 режимов определяется по формуле:

$$H_S = 10,3 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.9)$$

где 10,3 м – барометрическое давление;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

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

$H$  – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ .

##### 3.3.1.1 Работа одного агрегата при $H_p$ и $N_p$

На главной универсальной характеристики снимаем значение приведенного расхода модельной турбины в расчетной точке  $Q_p$  и пересчитываем его по формуле 3.10.

$$Q = Q'_I \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p \cdot m} = 1,097 \cdot 5^2 \cdot \sqrt{52,95 \cdot 1,04} = 203,9 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.10)$$

Затем по кривой связи НБ определим отметку НБ.

$$Z_{НБ} = 438,41 \text{ м}.$$

Пользуясь формулой 3.9 определим высоту отсасывания.

$$H_S = 10,3 - \frac{438,41}{900} - 0,159 \cdot 52,95 - 1,5 + 0,88 = - 0,37 \text{ м}.$$

### 3.3.1.2 Работа одного агрегата при $H_{min}$ и соответствующей $N^*$ на линии ограничения

На главной универсальной характеристике снимаем значение приведенного расхода модельной турбины  $Q_{min}$  в точке пересечения горизонтальной прямой  $n'_c(H_{min})$  и линии ограничения по установленной мощности, затем пересчитываем его по формуле 3.10.

$$Q = 1,097 \cdot 5^2 \cdot \sqrt{42,5 \cdot 1,04} = 182,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Затем по кривой связи НБ рисунок 2) определим отметку НБ.

$$Z_{НБ} = 438,6 \text{ м}.$$

Пользуясь формулой 3.9 определим высоту отсасывания.

$$H_S = 10,3 - \frac{438,6}{900} - 0,16 \cdot 42,5 - 1,5 + 0,88 = 1,41 \text{ м}.$$

### 3.3.1.3 Работа одного агрегата при $H_{max}$ и $N_p$

На главной универсальной характеристике снимаем значение приведенного расхода модельной турбины  $Q_{max}$  в точке пересечения горизонтальной прямой  $n'_c(H_{max})$  и линии ограничения по пропускной способности, затем пересчитываем его по формуле 3.10.

$$Q = 1,01 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{63,6 \cdot 1,05} = 223,4 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Затем по кривой связи НБ определим отметку НБ.

$$Z_{НБ} = 438,54 \text{ м}.$$

Пользуясь формулой 3.9 определим высоту отсасывания.

$$H_S = 10,3 - \frac{438,54}{900} - 0,13 \cdot 63,6 - 1,5 + 0,88 = -0,21 \text{ м}.$$

Высота обеспечения выбирается из рассчитанных таким образом, чтобы обеспечить бескавитационную работу во всех режимах:

$$H_S = -0,37 \text{ м}.$$

Определив высоту отсасывания для неблагоприятных режимов, определим отметку установки рабочего колеса выбранной гидротурбины.

$$\nabla Z_{PK} = \nabla Z_{НБ} + H_S = 438,41 - 0,37 = 438,04 \text{ м}, (3.11)$$

### 3.3.2 Гидромеханический расчёт стальной спиральной камеры

Металлические спиральные камеры ( $\varphi = 345 \div 360^\circ$ ) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями.

По чертежу проточной части модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

$$D_a = 7,65 \text{ м}; D_b = 6,6 \text{ м}; D_4 = 8,05 \text{ м}; R = 0,4 \text{ м}; h_1 = 0,41 \text{ м}$$

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,365 \cdot D_1 = 2,365 \cdot 5 = 11,825 \text{ м. (3.12)}$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{вх}} = 1,428 \cdot D_1 = 1,428 \cdot 5 = 7,14 \text{ м. (3.13)}$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi = 345^\circ. (3.14)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,667 \cdot D_1 = 3,667 \cdot 5 = 18,335 \text{ м. (3.15)}$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,5 \cdot D_1 = 4,5 \cdot 5 = 22,5 \text{ м. (3.16)}$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 3,133 \cdot D_1 = 3,133 \cdot 5 = 15,665 \text{ м. (3.17)}$$

### 3.4 Выбор типа маслонапорной установки

По номограмме (Приложение Б, рисунок Б.2) была выбрана МНУ 8/1-40-8-2, основные характеристики которой приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Технические данные МНУ 8/1-40-8-2

Р <sub>изб, ном</sub> , МПа	Тип гидроаккумулятора	V <sub>ГА, ном</sub> , м <sup>3</sup>	Число сосудов
40,0	ГА 8/1-40	8,0	2

### 3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице 9.2 в справочнике Щавелева Д.С. определяем тип. Так как турбина РО, то выбираем ЭГР – 2И1 – 150 –. Диаметр главного золотника 150 мм.

### 3.6 Выбор гидрогенератора

$$n_c = 125 \frac{\text{об}}{\text{мин}} ;$$

$$P = 100 \text{ МВт} .$$

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор выбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Изходя из всех рекомендаций, принимаем гидрогенератор типа СВ-1130/140-48ТС4.

Паспортные данные гидрогенератора проектируемой ГЭС сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6– Паспортные данные гидрогенератора Жигаловской ГЭС

<b>P, МВт</b>	<b>S, МВА</b>	<b>cosφ</b>	<b>U<sub>ном</sub>, кВ</b>
100	117	0,85	13,8

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Электрическая схема Жигаловской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать основным требованиям предъявляемых к главным электрическим схемам:

- Надежность и безотказность в работе;
- Простота и наглядность;
- Безопасность обслуживания;
- Маневренность схемы;
- Экономичность;
- Возможность дальнейшего расширения.

Одним из ответственных этапов в проектировании является выбор вида блоков на ГЭС.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанции применяются следующие типы электрических блоков, представленных на рисунке 4.1:

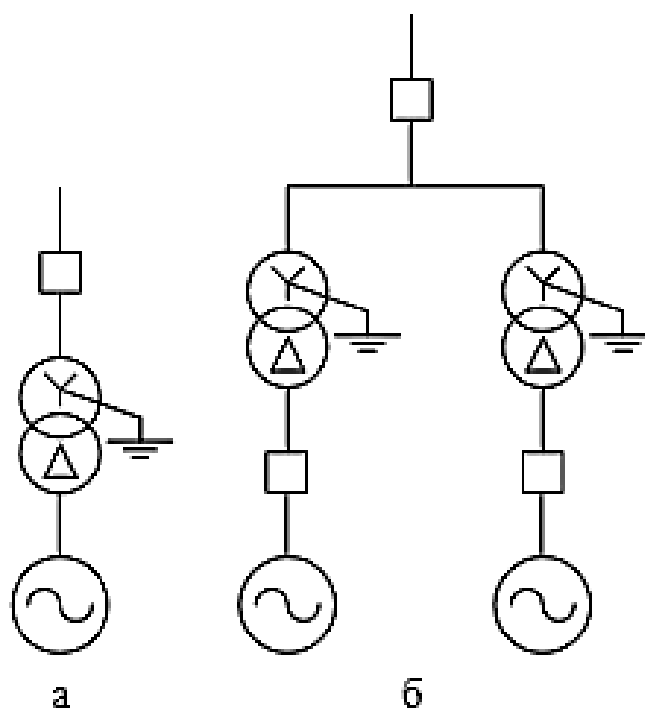


Рисунок 4.1 – Типы генераторных блоков

а – простой (одиночный) блок; б – укрупненный блок с повышающим трансформатором на каждый генератор.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчёта, следовательно, для Жигаловской ГЭС рассмотрим две схемы, с одиночным и

укрупненным блоком и на основании расчётов сделаем окончательный выбор типа блоков.

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

На основе рассчитанных параметров гидротурбины подбираем гидрогенератор по справочным данным серийных типов. Выбор осуществляем по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте вращения генератора. Согласно справочным данным принимаем гидрогенератор СВ – 1130/140 – 48ТС4, номинальные данные указаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные параметры гидрогенератора СВ – 1130/140 – 48ТС4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$	МВ·А	117
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ}}$	кА	4,92
Номинальная частота вращения	$n_{\text{НОМ}}$	об/мин	125
Сопротивление обмотки статора	$x_d$	о.е	0,91
Переходное сопротивление	$x_d'$	о.е	0,26
Сверхпереходное сопротивление	$x_d''$	о.е	0,21
Исполнение	Зонтичное		

### 4.2.2 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд (ТСН) выбираем из условия, что один трансформатор способен покрыть собственные нужды всей станции.

Условие выбора трансформатора собственных нужд запишем в виде:

$$S_{\text{ТСН}} \geq S_{\text{СН}} \quad (4.1)$$

Процент мощности, потребляемый на собственные нужды станции, составляет 1,0% от суммарной мощности всех генераторов станции.

$$S_{\text{СН}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\cos\phi_{\text{Г}}} \cdot n_{\text{Г}} = 0,01 \cdot \frac{100}{0,85} \cdot 3 = 3,53 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.2)$$

В соответствии с Технической политикой РусГидро, «... в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

По каталогу предприятия ООО «КПМ» г. Санкт-Петербург принимается трансформатор ТСЗС – 4000/13,8 каталожные данные приведены в таблице 4.2.



Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТСЗС – 4000/13,8

$S_{ном}, \text{МВА}$	$U_n, \text{кВ}$		$U_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$
	$U_{вн}$	$U_{нн}$			
4,0	13,8	6,3	7,5	24	5,4

#### 4.2.3 Выбор главных силовых трансформаторов для схемы с одиночными и объединенными блоками

Выбор трансформаторов включает в себя определение количества, типа и номинальной мощности.

При блочной схеме трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключённой на ответвлении от генератора, т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{расч} = \frac{P_{Г ном} - P_{с.н.}}{\cos \varphi_{Г}} = \frac{100 - 0,01 \cdot 200,0}{0,85} = 115,30 \text{ МВА}, \quad (4.3)$$

На напряжение 220/13,8 кВ при схеме ГЭС с одиночным блоком наиболее подходящим стал трансформатор от российского предприятия ООО «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-125000/220-У1, номинальные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

Номинальная мощность, $S_{ном}$	125000кВА	
Номинальное напряжение	$U_{вн}$	242 кВ
	$U_{нн}$	13,8 кВ
Схема соединения обмоток	$Y_n/\Delta-11$	
Напряжение короткого замыкания, $U_k$	11%	
Потери короткого замыкания, $\Delta P_k$	380 кВт	
Потери холостого хода, $\Delta P_x$	90 кВт	
Ток холостого хода, $I_x$	0,5 %	

#### 4.2.4 Выбор главных силовых трансформаторов для схемы с укрупненными блоками

Расчётная мощность трансформатора укрупненного блока составляет:

$$S_{расч} = 2 \cdot \frac{P_{Г ном} - P_{с.н.}}{\cos \varphi_{Г}} = 2 \cdot \frac{100,0 - 0,01 \cdot 200,0}{0,85} = 230,60 \text{ МВА}, \quad (4.4)$$

Из доступных каталогов на напряжение 220/13,8 кВ при схеме ГЭС с укрупненными блоками принимаем трансформатор от российского

предприятия ООО «Гольяттинский трансформатор». Каталожные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1, представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1

Номинальная мощность, $S_{ном}$	250000кВА	
Номинальное напряжение	$U_{вн}$	242 кВ
	$U_{нн}$	13,8 кВ
Схема соединения обмоток	Yн/Δ-11	
Напряжение короткого замыкания, $u_k$	11%	
Потери короткого замыкания, $\Delta P_k$	650 кВт	
Потери холостого хода, $\Delta P_x$	240 кВт	
Ток холостого хода, $I_x$	0,45 %	

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

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{г} \cdot n_{г} - S_{сн}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{нат}} + 1 = \frac{(111,0 \cdot 3 - 3,53) \cdot 0,85}{1,2 \cdot 135} + 1 = 2,7 \approx 3 \quad (4.5)$$

где  $k = 1,2$  – коэффициент приведения натуральной мощности линий электропередач (при номинальном напряжении 220 кВ);

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

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{уст.} - P_{с.н.}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{200,00 - 3,53}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 203,80 \quad \text{А} \quad (4.6)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = I_{раб} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 203,80 \cdot 1 \cdot 1,05 = 213,96 \text{А} \quad (4.7)$$

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

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{213,96}{0,9} = 237,73 \text{ мм}^2$$

(4.8)

где  $j_{\text{э}} = 0,9 \text{ А/мм}^2$  – нормированная плотность тока.

Выбран провод АС-240/32, допустимый продолжительный ток которого 605 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км  $x_0 = 43,5 \text{ Ом}$ , удельное активное сопротивление на 100 км  $r_0 = 12,1 \text{ Ом}$ , проводимость  $b_0 = 2,6 \cdot 10^{-4} \text{ См}$ , число проводов в фазе  $n_{\text{п}} = 1$ .

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{200,00 - 3,53}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 305,66 \text{ А}$$

(4.9)

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

### 4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Стоимость выбранных трансформаторов и КРУЭ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2021 года, цены на оборудование представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДН-125000/220-У1	275801
ТДН-250000/220	517194
ТСЗС-4000/13,8	700
КРУЭ-220	189036

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}$$

(4.10)

где  $n = 2$  – количество блочных трансформаторов;

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

$m = 3$  – количество трансформаторов собственных нужд;

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

$t = 5$  – количество присоединений КРУЭ;

$K_{\text{ОРУ}}$  – стоимость одного присоединения КРУЭ.

$$K_1 = 2 \cdot 275801 + 3 \cdot 700 + 5 \cdot 189036 = 1687919 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} \quad (4.11)$$

где  $n = 1$  – количество блочных трансформаторов;

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

$m = 3$  – количество трансформаторов собственных нужд;

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

$t = 5$  – количество присоединений КРУЭ;

$K_{\text{ОРУ}}$  – стоимость одного присоединения КРУЭ.

$$K_2 = 1 \cdot 517194 + 3 \cdot 700 + 5 \cdot 189036 = 1464474 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 1687919 + 28,14 = 253216 \text{ тыс. руб.} \quad (4.12)$$

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

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$Z_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 1464474 + 24,54 = 219696 \text{ тыс. руб.} \quad (4.13)$$

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{253216 - 219696}{253216} \cdot 100\% = 13\% > 5\% \quad (4.14)$$

Согласно СТО РусГидро – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

Станция имеет 2 гидрогенератора, следовательно схема с одиночными блокам в большей степени удовлетворяет требованиям, так как при выведении одного блока в аварийном режиме и при ремонтах станция продолжит снабжать электроэнергией потребителей, тем самым повышается надежность по сравнению со схемой с укрупненным блоком.

Таким образом, для проектируемой Жигаловской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью.

#### 4.4 Выбор главной схемы РУ ВН

Число присоединений РУ 220 кВ: 5 (3 ВЛЭП 220 кВ, 2 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема РУ 220 кВ представлена на рисунке 4.2.

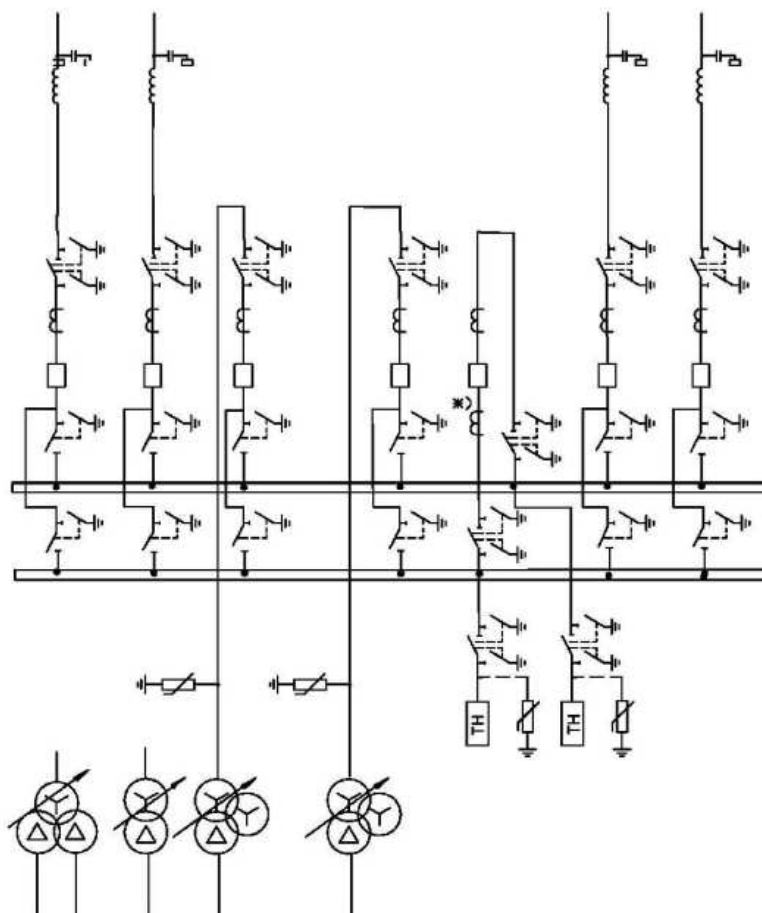


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ

#### 4.5 Расчёт токов короткого замыкания

##### 4.5.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{111} = 0,36 \text{ Ом} \quad (4.15)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*} \cdot U_{\zeta} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ} \quad (4.16)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом} \quad (4.17)$$

Система:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом} \quad (4.18)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 228 = 99,18 \text{ Ом} \quad (4.19)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{с}} = E_{*\text{с}} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 242 = 242 \text{ кВ} \quad (4.20)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057 \quad (4.21)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,36}{0,45 \cdot 314} = 0,003 \text{ Ом} \quad (4.22)$$

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{*\text{с}}}{T_{\text{а,с}} \cdot \omega} = \frac{322,67}{0,035 \cdot 314} = 29,36 \text{ Ом} \quad (4.23)$$

$$r_{\text{л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 228 = 27,59 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,380 \cdot 242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

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

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Блок 1		14				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок 2		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	КРУЭ		230				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Система		230				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	3		Г1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5		Блок 1 - КРУЭ	1,42	51,54					0,057
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	4		Г2 - Блок 2							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		Блок 2 - КРУЭ	1,42	51,54					0,057
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		КРУЭ - Система	27,59	99,18					
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		КРУЭ - Система	27,59	99,18					
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		КРУЭ - Система	27,59	99,18					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1		1	0,003	0,360	0,003	0,360	0,003	0,360	15,594
2			2		2	0,003	0,360	0,003	0,360	0,003	0,360	15,594
3			6		6	29,360	322,670	29,360	322,670	29,360	322,670	242,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.6 – 4.8 и сведены в таблицу 6.1.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I1	dI1
1		1	1	3ф	1					25,1061	-89,52

Рисунок 4.6 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ трансформатора

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1ф	5					3,2257	-88,15			3,2257	-88,15			3,2257	-88,15

Рисунок 4.7 – Результат расчёта токов однофазного КЗ КРУЭ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	5					6,4737	-88,15

Рисунок 4.8 – Результат расчёта трёхфазного КЗ КРУЭ

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{кз}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 3,2257 \cdot 3 = 9,677 \quad \text{А} \quad (4.26)$$

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$ , кА	$I_y$ , кА
3ф	1	25,106	60,963
1ф	5	9,677	23,498
3ф	5	6,474	17,898

## 4.6 Выбор электрических аппаратов

Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важный этап в проектировании электроустановки, от которого в немалой степени зависит надежность её работы.

Аппараты и проводники должны обеспечить выполнение ряда требований:

1. Противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
2. Выдерживать механические нагрузки, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий;
3. Длительно проводить рабочие токи без критического повышения температуры.

### 4.6.1 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжеленного режимов

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжеленный.

Наибольший рабочий ток в присоединениях генераторов определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:



$$I_{\Gamma \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{117,00}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,2 \text{ кА}; \quad (4.27)$$

Наибольший рабочий ток трансформатора ТДЦ-125000/220-У1:

$$I_{\text{РУВН раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном}} \cdot k_{\Gamma}} = 1,05 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242 \cdot 0,95} = 0,314 \text{ кА}; \quad (4.28)$$

Линии связи с системой 220 кВ нормальный режим:

$$I_{\text{ВЛ раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{200 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,206 \text{ кА}; \quad (4.29)$$

Линии связи с системой 220 кВ утяжеленный режим:

$$I_{\text{ВЛ утяж.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{200 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,309 \text{ кА}; \quad (4.30)$$

## 4.7 Выбор электротехнического оборудования на напряжение 220 кВ

### 4.7.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатели и разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.31)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб, утяж}} \quad (4.32)$$

$$V_{\text{к, норм}} \geq V_{\text{к, расч}} \quad (4.33)$$

Выбран элегазовый выключатель типа ВГТ-УЭТМ-220-40/3150У1 фирмы «Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург), а также был выбран разъединитель типа РНД-220/3200У1 фирмы «Электроцит ТМ Самара», параметры представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры и проверка выключателя и разъединителя 220 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные
------------------	-------------------

	<b>Выключатель ВГТ-УЭТМ-220- 40/3150У1</b>	<b>Разъединитель РНД-220/3200У1</b>
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} = 0,309 \text{ кА}$	$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 3200 \text{ А}$
$I_{п0} = 9,677 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 23,498 \text{ кА}$	$i_{\text{пик.скв}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{п0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9,677^2 \cdot (0,01 + 0,09) =$ $= 9,364 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 40^2 \cdot 0,1 = 160 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 250 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 4.7.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбран трансформатор тока ТФЗМ-220Б-1-У1. Производитель ПО «Запорожтрансформатор». Оптический трансформатор тока NXCT-245 поставщик ООО "ЭТК "Оникс". Параметры трансформатора тока представлены в таблице 4.8. Технические характеристики трансформатора тока в таблицах 4.9.

Таблица 4.8 – Параметры и проверка трансформатора тока ТФЗМ-220Б-1-У1

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу	
	ТФЗМ-220Б-1-У1	NXCT-245
$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} = 309 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 400 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 400 \text{ А}$

Таблица 4.9 – Технические характеристики трансформатора тока

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для коммерческого учета	0,2S
Для измерений	0,5
Для защиты	5P
Резерв	0,5S

Выбран трансформатор напряжения НКФ-220-58У1 с классом точности 0,5. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Оптический трансформатор напряжения NXVCT-230 поставщик ООО "ЭТК "Оникс". Параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Параметры трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу	
	НКФ-220-58У1	NXVCT-230
$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$

Технические характеристики трансформатора напряжения представлены в таблицах 4.11.

Таблица 4.11 – Технические характеристики трансформатора напряжения

Параметры трансформаторов напряжения	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р

## 4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторное напряжения 13,8 кВ

### 4.8.1 Выбор генераторного распределительного устройства

При выборе генераторного распределительного устройство необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.34)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.35)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.36)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается генераторное распределительное устройство VB1 от SIEMENS.

Каталожные данные генераторного распределительного устройство представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору генераторного распределительного устройство

Расчётные данные	Каталожные данные
	<b>VB1 от SIEMENS</b>
$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 4,876 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 5,50 \text{ кА}$
$I_{\text{н0}} = 25,106 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 72 \text{ кА}$
$i_y = 60,960 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 180 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 25,106^2 \cdot (0,01 + 0,09) =$ $= 63,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 72^2 \cdot 0,1 = 518,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## 4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Принимается трансформатор тока ТШВ-15(Б)УЗ марки ОАО ВО «Электроаппарат», г. Санкт - Петербург. Каталожные данные представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma.\text{раб}} = 4876 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 6000 \text{ А}$

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-15УЗ марки ОАО «СЗТТ». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

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

## 4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице 4.15.

Выбран автоматический синхронизатор типа SYN 5202 марки ООО «АВВ».

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

Таблица 4.15 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
синхронизатор	SYN 5202	RS232	0,5	25
				$\Sigma = 41 \text{ В} \cdot \text{А}$

## 4.9 Выбор вспомогательного оборудования

Согласно ПУЭ, трансформаторы со всех сторон должны защищаться ограничителями перенапряжений. В цепи генераторного напряжения 13,8 кВ выбран ОПН-КР/TEL-15/12,0 УХЛ2 марки ООО «ВЕЛЕКС». В цепи напряжения 220 кВ выбран ОПН/TEL-220/168/УХЛ2, производитель ЗАО «ЗЭТО».

Выбираем дизельную генераторную установку (ДГУ), исходя из обеспечения работы системы пожаротушения, собственных нужд агрегата, общестанционных нужд станции, приводов затворов и других ответственных потребителей. Принимаем один АД-1000С-Т400 мощностью 1000 кВт, производитель «Азимут».

## 5 Релейная защита

### 5.1 Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (5.1)$$

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{117 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,895 \text{ кА};$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}; \quad (5.2)$$

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{4895 \cdot 1}{6000/5} = 4,08 \text{ А};$$

Далее по известным значениям тока ротора определяем длительно допустимый режим работы ротора:

$$1,1I_f = 1,1 \cdot 1300 = 1430 \text{ А}; \quad (5.3)$$

Далее по этому значению выбираем систему возбуждения:

Таблица 5.1 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-М-300-1500-2,5 О4	1485/2700	245/540

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным определяем выпрямительный трансформатор

Таблица 5.2 – Данные преобразовательного трансформатора

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток			Ток преоб-ля, А
		Сетевой, кВ	Вентильный, В	Преобразователя, В	
ТСЗП-2500/10-М УЗ	2500	13,8	657	825	2500

Проверяем выбранный трансформатор на перегрузочную способность, для этого определим кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{н TE}}}; \quad (5.4)$$

где  $I_{\phi}$  – ток форсировки, равный 2700 А;

$k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы, 0,816;

$I_{\text{н TE}}$  – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 2197 А;

$$k_{\text{пер}} = \frac{2700 \cdot 0,816}{2197} = 1,00;$$

По данным ГОСТ допустимая перегрузочная способность при 60% составляет 5 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{н TE}}^{(1)} = \frac{S_{\text{T ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (5.5)$$

$$I_{\text{н TE}}^{(1)} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 104,6 \text{ А};$$

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{\text{баз.н TE}}^{(2)} = \frac{I_{\text{н TE}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (5.6)$$

$$I_{\text{баз.н TE}}^{(2)} = \frac{104,6}{200/5} = 2,61 \text{ А};$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{баз.вн TE p}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном p}} \cdot U_{\text{нн}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}} \cdot U_{\text{вн}}}; \quad (5.7)$$

где  $k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{\text{ном p}}$  – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1300 А;

$k_{\text{тт}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$$I_{\text{баз.вн TE p}}^{(2)} = \frac{1300 \cdot 0,657 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot 13,8} = 1,26 \text{ А};$$

## 5.2 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.3, а параметры силового трансформатора в таблице 5.4.

Таблица 5.3 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1130/140-48ТС4
Мощность номинальная	полная	117 МВА
	активная	100 МВт
Номинальное напряжение		13,8 кВ
Коэффициент мощности $\cos\phi$		0,85
Частота вращения		125 об/мин
Номинальный ток статора		4920 А
Индуктивное сопротивление, о.е	синхронное $x_d$	0,91
	переходное $x_d'$	0,26
	сверхпереходное $x_d''$	0,21
Система возбуждения	самовозбуждение	
Кратность фрсировки	2	
Ток ротора	1300 А	
Напряжение ротора	191 В	

Таблица 5.4 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДН 125000/220-У1
Полная мощность номинальная	125 МВА
Номинальное напряжение	242/13,8 кВ
Напряжение короткого замыкания	11 %
Мощность короткого замыкания	380кВт

<b>Мощность холостого хода</b>	135кВт
<b>Ток холостого хода</b>	0,55%

Таблица 5.5 – Параметры трансформатора собственных нужд

<b>Тип</b>	ТСЗС-4000/13,8
<b>Полная мощность номинальная</b>	4,0 МВА
<b>Номинальное напряжение</b>	13,8/6,3 кВ
<b>Напряжение короткого замыкания</b>	7,5 %

### 5.3 Перечень защит основного оборудования

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

#### **Защиты генератора СВ – 1130/140 – 48ТС4 – 117,0 МВА:**

- Продольная дифференциальная защита генератора от междуфазных КЗ 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 симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потерей возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

#### **Защиты силового трансформатора ТДЦ – 125000/220:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Газовая защита;
- Резервная максимальная токовая защита;



- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения.

### **Защиты воздушных линий 220 кВ:**

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;

Резервные защиты:

- Пятиступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- Четырехступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю;
- Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- УРОВ 220 кВ для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ.

### **Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:**

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

## **5.4 Описание защит и расчет их уставок**

### **5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)**

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_H = 4920$  А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{тт} = 6000/5$  А.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4920 = 246 \text{ А}, \quad (5.8)$$

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = \frac{246}{6000/5} = 0,204 \text{ А}.$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,204 = 0,408 \text{ А}, \quad (5.9)$$

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

Сравниваем с током трехфазного замыкания в ветви преобразовательного трансформатора и выбираем наибольшее значение для уставки.

$$I_{\text{КТЭ}}^3 = \frac{I''^{(3)}_{\text{(к2)}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{1743}{6000/5} = 1,45 \quad (5.10)$$

Принимаем уставку:  $I_{\text{CP.0}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КТЭ}}^3 = 1,1 \cdot 1,45 = 1,60 \text{ А};$

$$I_{\text{CP.0}} = \frac{1,60}{4,08} = 0,39 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения  $K_{\text{T}}$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_{\text{T}}$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(кЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.11)$$

где  $K_{\text{АП}} = 2$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{X'_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,12}{0,21} \cdot 4920 = 26354 \text{ А.} \quad (5.12)$$

$$E''_{\Gamma} = \sqrt{\cos^2 \varphi_{\Gamma} + (\sin \varphi_{\Gamma} + x'_d)^2}, \quad (5.13)$$

$$E''_{\Gamma} = \sqrt{0,85^2 + (\sin(\cos^{-1}(0,85)) + 0,21)^2} = 1,12.$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 26354 = 2635 \text{ А.}$$

Ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_{\text{T}} = \sqrt{I_{\text{МАКС}} \cdot (I_{\text{МАКС}} - I_{\text{НБ(КЗ)}}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.14)$$

где  $\alpha = 10 \div 20^\circ$  – угол между векторами токов плеч защиты.

$$I_{\text{T}} = \sqrt{26354 \cdot (26354 - 2635) \cdot \cos 15^\circ} = 11444,66 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.15)$$

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

$I_{\text{T}}$  – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

$$K_{\text{T}} > \frac{2635 \cdot 2}{11444,66} = 0,46.$$

Принимаем уставку  $K_{\text{T}} = 0,5$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,39 \cdot I_{\text{Н}}}{0,5} = 0,8 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.16)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,39 \cdot I_{\text{Н}}}{0,5} = 0,8 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.17)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{отс} = K_{отс} \cdot I_{ном}$ .

Принимаем уставку:  $I_{отс} = 2 \cdot I_{ном} = 2 \cdot 4895 = 9789,86 \text{ А}$ .

$$I_{отс} = \frac{8,16}{4,08} = 2,00 \text{ о.е.}$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

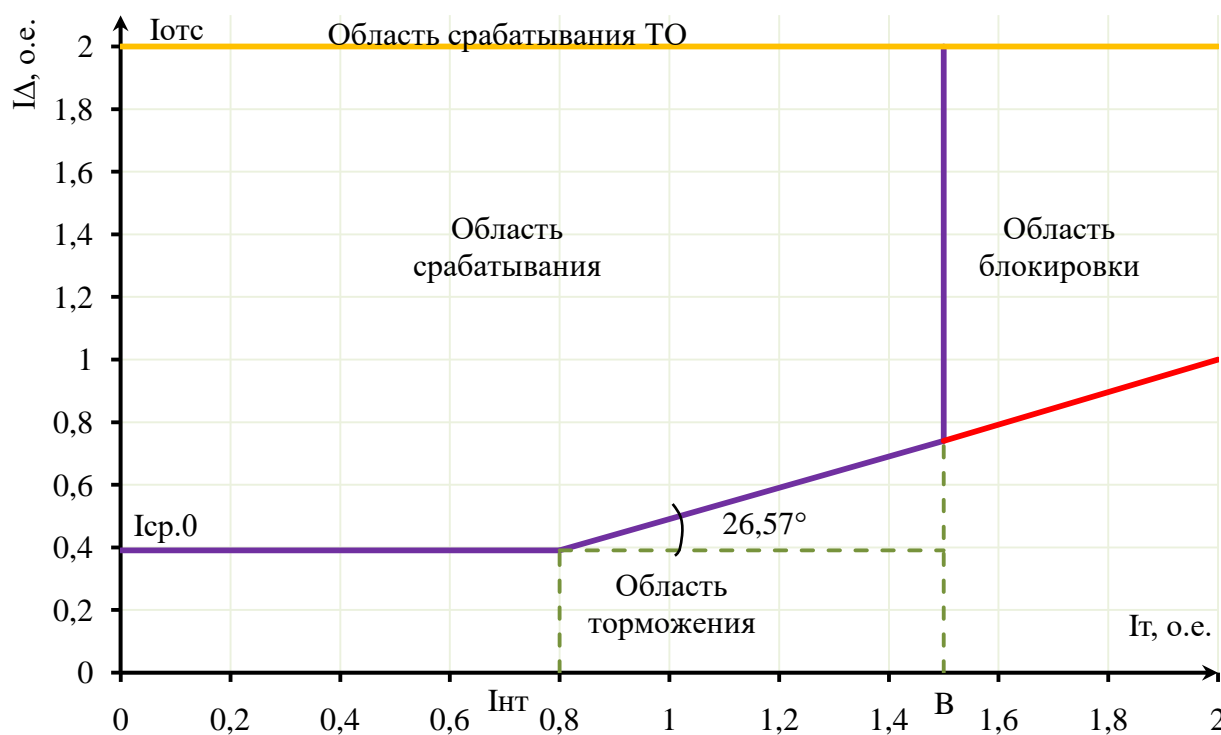


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение выключателя 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 ( $U_N(U_0)$ )

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$  представлена на рисунке 5.2

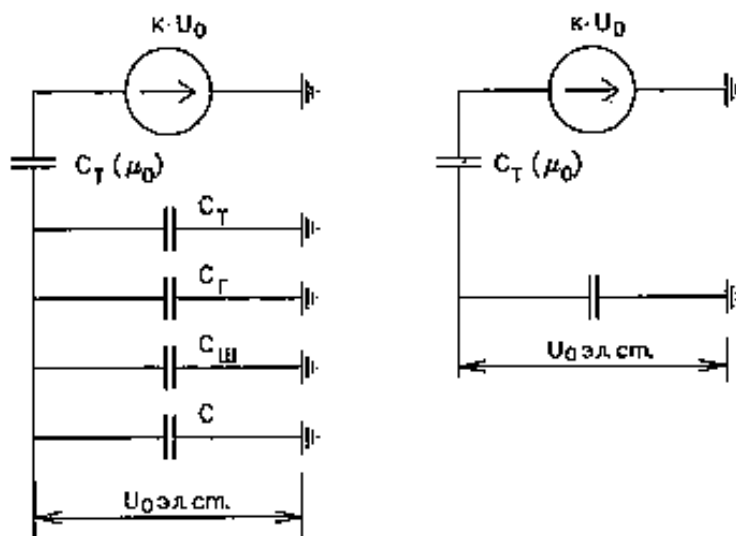


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.18)$$

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

$K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,012 мкФ/фазу;

$C_\Gamma$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,7 мкФ/фазу (по данным завода);

$C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,012 мкФ/фазу;

$C_{III}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{BГ}$  – ёмкость генераторного выключателя 13,8 кВ со стороны генератора. Принимается равной 0,25 мкФ/фазу.

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{НОМВН}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, (5.19)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_{III} + C_{BГ} = 0,012 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,970 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}. (5.20)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_\Delta \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 0,970 = 7,28 \text{ А} (5.21)$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012+0,970} = 237,6 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{TH}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}}, (5.22)$$

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

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 237,6 = 4,71 \text{ В};$$

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}; \quad (5,23)$$

$$X = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313;$$

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

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

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

Уставка комплекта  $U_2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,5 \cdot 13800}{13800/100} = 150 \text{ В.} \quad (5.24)$$

В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U_1 >$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.25)$$

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 ( $I_2$ )

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

Базовый ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{нГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}; \quad (5.26)$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{4895 \cdot 1}{6000/5} = 4,08 \text{ А};$$

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_2^*$ :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_{\text{Н}}}, \quad (5.27)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.28)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}.$$

$$I_{2\text{СИГН}} = I_{2\text{дл.доп.}} = 0,07 \cdot \frac{4920}{6000/5} = 0,29 \text{ А}.$$

В относительных единицах:



$$I_{2\text{СИГН}} = I_{2\text{дл.доп.}} = \frac{0,07 \cdot I_{\text{Н}}}{I_{\text{баз}}} = 0,07 \text{ о. е.}$$

2) Пусковой орган  $I_{2\text{пуск}}^*$ , срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2^*$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{макс}} = 617 \text{ с.}$

$$I_{2\text{пуск}}^* = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{617}} = 0,18, (5.29)$$

где  $A$  – параметр, заданный заводом-изготовителем;

$t$  – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ .

Уставка равна:

$$I_{2\text{пуск}}^* = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.30)$$

$$I_{2\text{пуск}}^* = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4,08 = 0,62 \text{ А.} \quad (5.31)$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = \frac{0,15 \cdot I_{\text{Н}}}{I_{\text{баз}}} = 0,15 \text{ о. е. ;}$$

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки оставляем равным  $T_{\text{макс}} = 617 \text{ сек.}$  , при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена:

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с.} \quad (5.32)$$

$$t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{A_{\text{ИО}}}{(I_2^*)^2}. \quad (5.33)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = (I_2^*)^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.34)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.6. Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.6– Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,15
Длительность, с	20	56	80	125	222	413	617

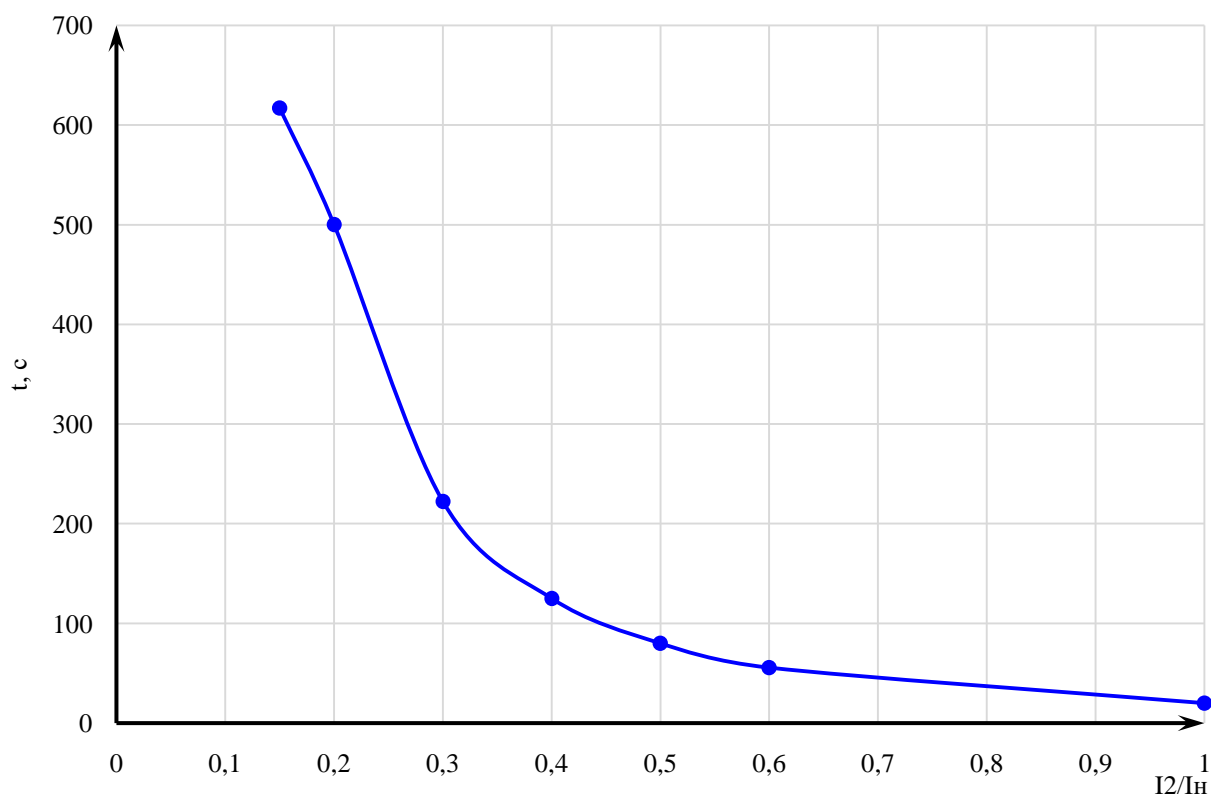


Рисунок 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{МИН}} = 20$  с,  $t_{\text{МАКС}} = 617$  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 ( $t_{\text{охл}} = 66$  с).

4) Орган токовой отсечки  $I_{20TC}$  срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2^*$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

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 КЗ на шинах ВН 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 допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

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

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}; \quad (5.35)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{баз1}} = 13,8 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{баз2}} = 242 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз1}}}; \quad (5.36)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4183,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз2}}}; \quad (5.37)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 238,57 \text{ А};$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}; \quad (5.38)$$

$$X^*_{\text{ген.баз.}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{117} \cdot \frac{100}{13,8^2} = 0,179 \text{ о. е.};$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}; \quad (5.39)$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} \cdot \frac{100}{242^2} = 0,09 \text{ о. е.};$$

$$X^*_{2.\text{баз.}} = X_2 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}; \quad (5.40)$$

$$X^*_{2.\text{баз.}} = 0,22 \cdot \frac{242^2}{117} \cdot \frac{100}{242^2} = 0,19 \text{ о. е.};$$

$$I^{*(3)}_{\text{кз.}} = \frac{E^*}{X^*_{\text{ген.баз.}} + X^*_{\text{тр-ра.баз.}}}; \quad (5.41)$$

$$I^{*(3)}_{\text{кз.}} = \frac{1}{0,179 + 0,09} = 3,72 \text{ о. е.};$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{кз.}} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot I^{*(3)}_{\text{кз.}}; \quad (5.42)$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{кз.}} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot 3,72 = 1,86 \text{ о. е.};$$

Переведем в именованные единицы:

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = I^{*(2)}_{2.\text{кз.}} \cdot I_{\text{баз1}}; \quad (5.43)$$

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = 1,86 \cdot 4183,7 = 7781,68 \text{ А};$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I^{*(2)\text{нн}}_2}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (5.44)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{7781,68}{6000/5} = 6,48 \text{ А};$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{6,48}{1,2} = 5,4 \text{ А};$$

В относительных единицах:

$$I_{2с.з.}^* = \frac{I_{2с.з.}}{I_{баз}}; \quad (5.45)$$

$$I_{2с.з.}^* = \frac{3,23}{4,08} = 0,79 \text{ о. е.};$$

В соответствии с указаниями завода–изготовителя при проектировании принимаем уставку отсечки из диапазона 0,5-0,8  $I_{ном.ген.}$ . При этом коэффициент чувствительности  $K_{ч} > 1,2$ . Принимаем уставку  $0,8 \cdot I_{ном. ген.}$ .

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

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ, 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 $I_1$

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

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

Базовый ток:

$$I_{нг баз}^{(2)} = \frac{I_{нг}^{(1)} \cdot K_{сх}}{K_{тт}}; \quad (5.46)$$

$$I_{нг баз}^{(2)} = \frac{4895 \cdot 1}{6000/5} = 4,08 \text{ А};$$

Уставка сигнального органа:

$$I_{сигн} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 5,271 \text{ А}, \quad (5.47)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 6,0$  с.

В относительных единицах:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{1,07 I_{\text{НГ}}^{(2)}}{I_{\text{НГ баз}}^{(2)}} = 1,07 \text{ о. е.};$$

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}} = 5,422 \text{ А.} \quad (5.48)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.7. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.7 – Интегральная перегрузочная характеристика

<b>Кратность перегрузки, <math>I/I_{\text{Н}}</math></b>	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
<b>Длительность перегрузки, с</b>	3600	1200	450	340	280	160	80	3	1

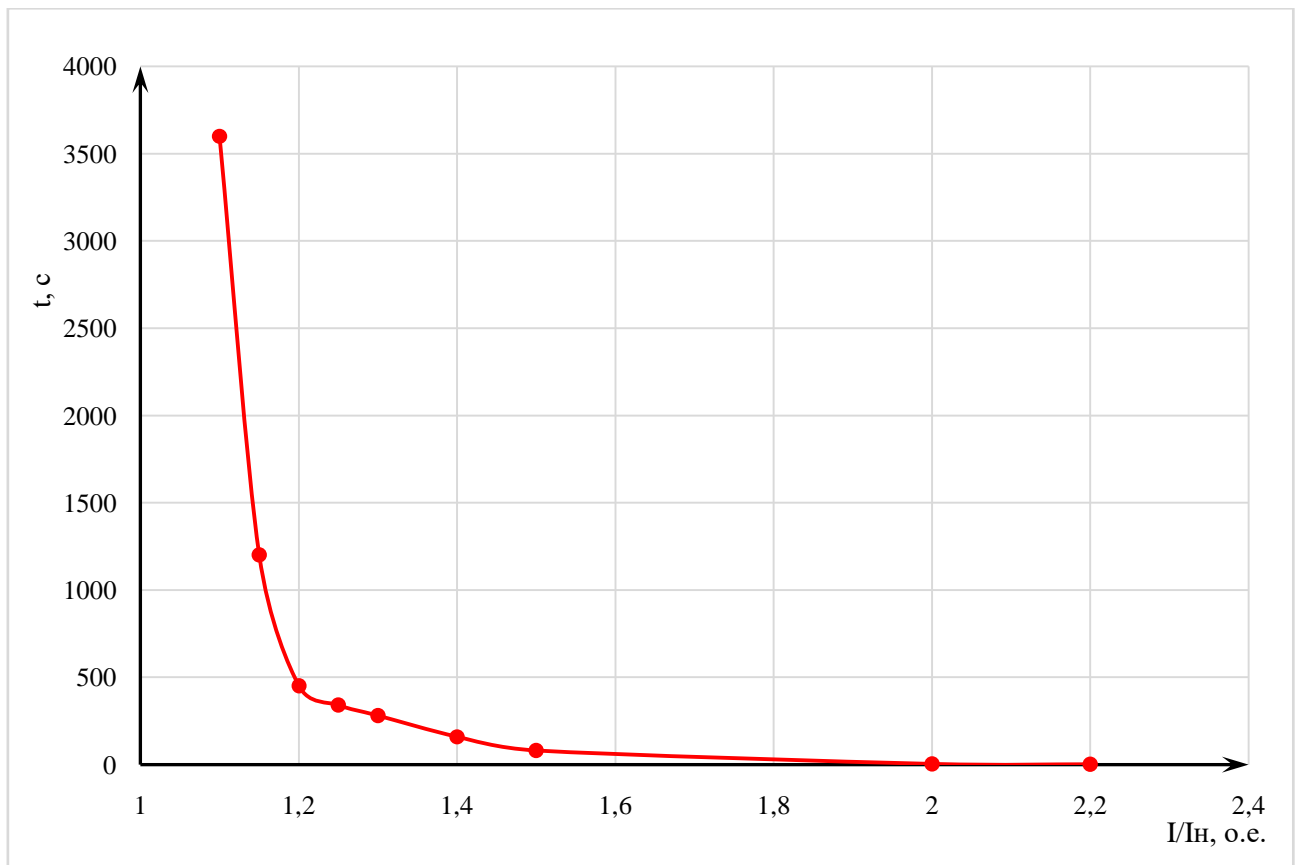


Рисунок 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ} = 7,53 \text{ А.} \quad (5.49)$$

В относительных единицах:

$$I_{10TC} = \frac{1,531 I_{НГ}^{(2)}}{I_{НГ \text{ баз}}^{(2)}} = 1,531 \text{ о. е. ;}$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800 / 100} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.50)$$

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 ( $Z_{1<}$ ), ( $Z_{2<}$ )

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 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.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Жигаловской ГЭС – Бегишево:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,54 + \frac{0,8}{6} \cdot 10,64 = 42,65 \text{ Ом}, \quad (5.51)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;

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

$K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{11 \cdot 10^{-2} \cdot 242^2}{125} = 22,04 \text{ Ом}. \quad (5.52)$$

Сопротивление линии:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{л}^2 + r_{л}^2} = \sqrt{(0,435 \cdot 228)^2 + (0,121 \cdot 228)^2} = 102,95 \text{ Ом}. \quad (5.53)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{S_{НОМТ}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{U_{ВН}^2} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.54)$$



$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{117}{125} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{117 \cdot 102,95}{242^2} = 0,165 \text{ о. е.}$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_{61} = 0,165 \cdot 1,63 = 0,27 \text{ Ом}, \quad (5.55)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_{61} = \frac{U_{61}^2}{S_{\text{НОМ Г}}} = \frac{13,8^2}{117} = 1,63 \text{ Ом.} \quad (5.56)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{C3 I} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,27 \cdot \frac{6000}{\frac{5}{100}} = 2,33 \text{ Ом.} \quad (5.57)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 2,5 \text{ Ом}$ .

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

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4920} = 1,62 \text{ Ом.} \quad (5.58)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_T}{n_H}; \quad (5.59)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = 1,62 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 14,08 \text{ Ом};$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,8 - 0,95}{0,91} = 2,91 \text{ о. е.} \quad (5.60)$$

где  $\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.ХХ}}}$  – отношение токов генератора в номинальном и холостом режимах;

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

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит  $2,1 \cdot I_{\text{Н}}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,1} = 0,46 \text{ о. е.}; \quad (5.61)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,1} = 0,43. \quad (5.62)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 64,52^{\circ}$ .

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{\text{II НАГР.}\Phi} = Z_{\text{НАГР.}\Phi} \cdot Z_{\text{б}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = 0,46 \cdot 1,63 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 6,52 \text{ Ом}. \quad (5.63)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{\text{II о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,46}{1,2} = 0,38 \text{ о.е.} \quad (5.64)$$

$$Z_{\text{II}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{б}} = 0,38 \cdot 1,63 = 0,62 \text{ Ом}. \quad (5.65)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,62 \cdot 6000 / 5}{13800 / 100} = 5,43 \text{ Ом.} \quad (5.66)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 5,43 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%.

Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,0 \text{ Ом}, Z_{CM2} = 1,09 \text{ Ом.}$

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7 с на отключение 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.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

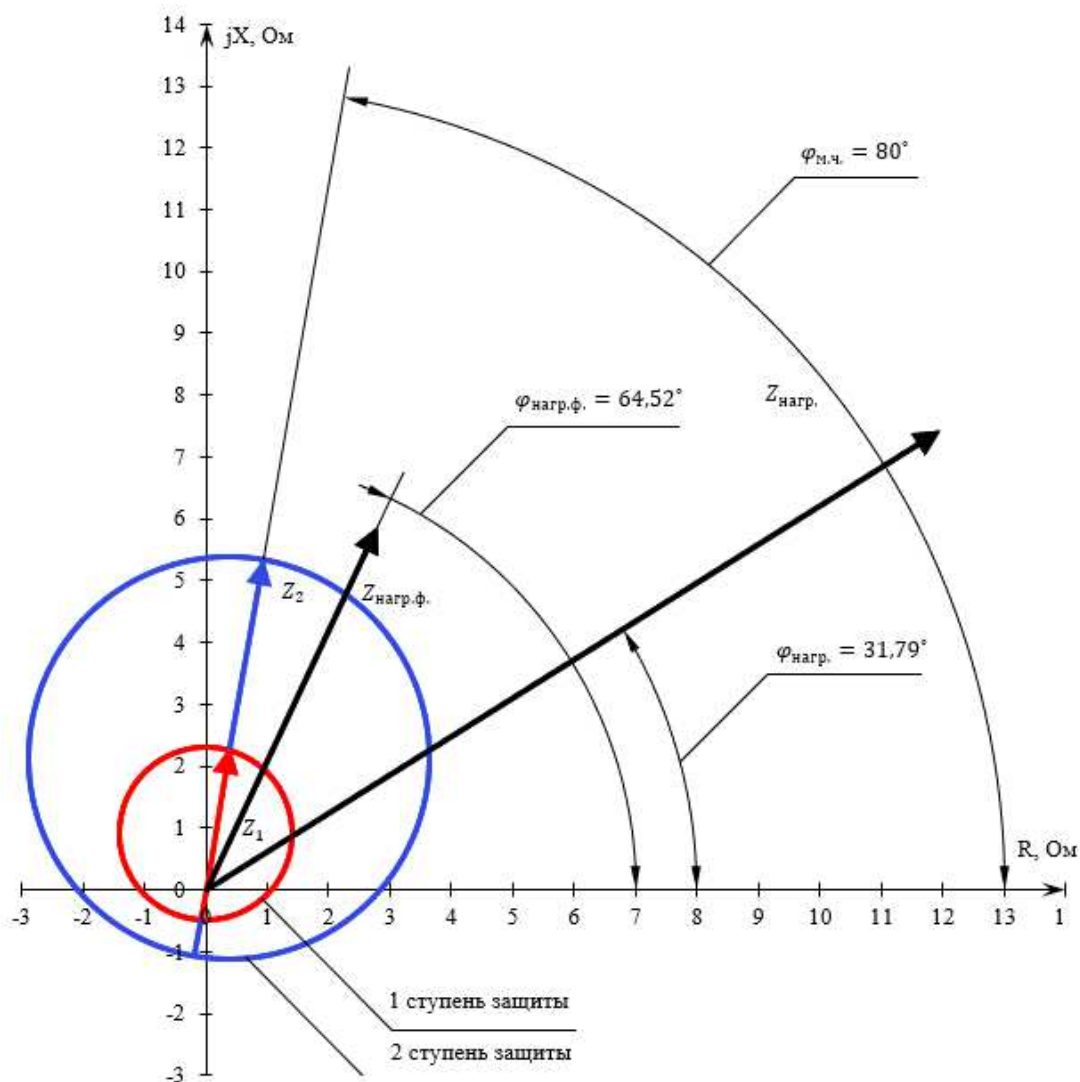


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

## 5.5 Защита ротора от перегрузки

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

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

Ток ротора:

$$I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ Р}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}}; \quad (5.67)$$

где  $k_{\text{СХ}}$  – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{\text{НОМ Р}}$  – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1300 А;

$k_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{ТП}}$  – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 13,8/0,657;

$$I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)} = \frac{1300 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot \frac{13,8}{0,657}} = 1,26 \text{ А};$$

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{Р СИГН.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ Р}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}, \quad (5.68)$$

где  $I_{\text{НОМ Р}}$  – номинальный ток ротора.

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

$$I_{\text{Р ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}. \quad (5.69)$$

$$I_{\text{Р ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot 1,26}{0,98} = 1,39 \text{ А};$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{I_{\text{баз.ВН ТЕР}}^{(2)}} = 1,1 \text{ о. е.};$$

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

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

Таблица 5.8 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/I <sub>н</sub>	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

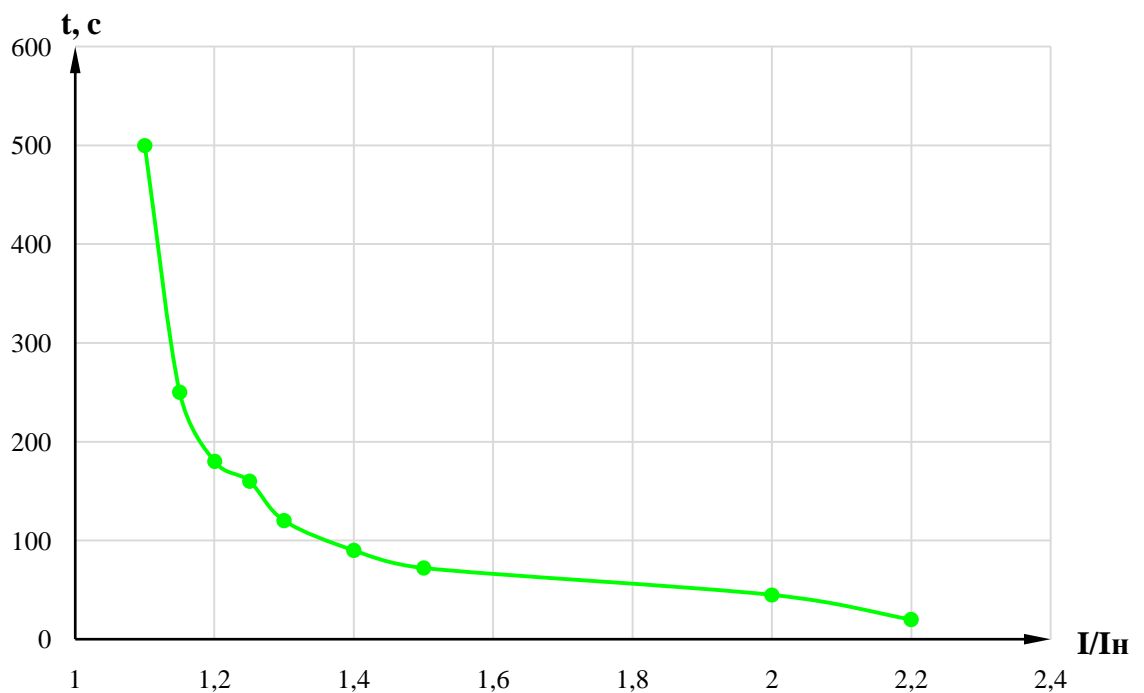


Рисунок 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot 1,1 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{0,98} = 2,24 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}; \quad (5.70)$$

$$I_{P \text{ отс.}} = \frac{2,2 \cdot 1,1 \cdot 1,26}{0,98} = 3,12 \text{ A};$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ отс.}} = \frac{2,24 \cdot I_{\text{вн ТЕР}}^{(2)}}{I_{\text{баз.вн ТЕР}}^{(2)}} = 2,48 \text{ о. е.};$$

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

## 5.6 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Жигаловской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

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

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

Комплект содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы генератора, работающего на сборные шины, в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями.

## 5.7 Таблица уставок и матрица отключений

Составляется матрица отключений защит, результаты представлены в таблице В.1 приложения В.

Уставки защиты представлены в таблице В.2 приложения В.



## 6 Компонировка и сооружения гидроузла

### 6.1 Определение класса сооружения и отметки гребня плотины

#### 6.1.1 Определение класса сооружения

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения на основании данных по СП.

Грунт основания: песчаные, крупнообломочные и глинистые в твердом и полутвердом состоянии – II класс

Мощность ГЭС  $N_{уст} = 190$  МВт – III класс.

Число населения в нижнем бьефе (2995 человек – посёлок Жигалово.) – II класс.

При сопоставлении критериев выбирается наивысший класс сооружения. Назначаем II класс ГТС.

#### 6.1.2 Определение отметки гребня плотины

Так как ширина створа 795 м, выполним глухие плотины из грунта.

Максимальная скорость ветра в районах проектирования гидроузла составляет  $V_w = 15$  м/с.

Длина разгона волны –  $L = 4500$  м.

За отметку гребня бетонной плотины  $\nabla_{ГБП}$  принимается отметка, высчитанная по формуле:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{run 1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.1)$$

Высота волны 1%:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i \quad (6.2)$$

где  $\bar{h}$  – средняя высота волны, м;

$K_i$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$

(для глубоководной зоны);

$g$  – ускорение свободного падения;

$L$  – длина разгона волны, м;

$V_w$  – максимальная скорость ветра, м/с;

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,00000165 \cdot \frac{15^2 \cdot 4500}{9,81 \cdot 32} \cdot \cos(0) = 0,0053 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый по СП [3, Приложение Б];



$V_w$  – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с (в курсовом проекте скорость ветра для основного сочетания нагрузок (НПУ) задает преподаватель);

$L$  – длина разгона волны, м;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра (в курсовом проекте принимают  $\alpha = 0$ );

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище;

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{500,00 - 436,00}{2} = 32 \text{ м}, \quad (6.4)$$

$$k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3(1 + 0,3 \cdot 15) \cdot 10^{-7} = 0,00000165, \quad (6.5)$$

Определение превышения гребня плотины над НПУ:

$$h_s = h_{\text{run } 1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.6)$$

где  $a$  – запас 0,6 м, в зависимости от класса сооружения (в данном случае II класс);

$h_{\text{run } 1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая для этого:

1) Вычисляем безразмерные величины:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 4500}{15^2} = 196,2, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 14126,4, \quad (6.8)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище ( $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ ).

Из графика рисунок 6.1 по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ . Полученные данные сведем в таблицу 6.1.

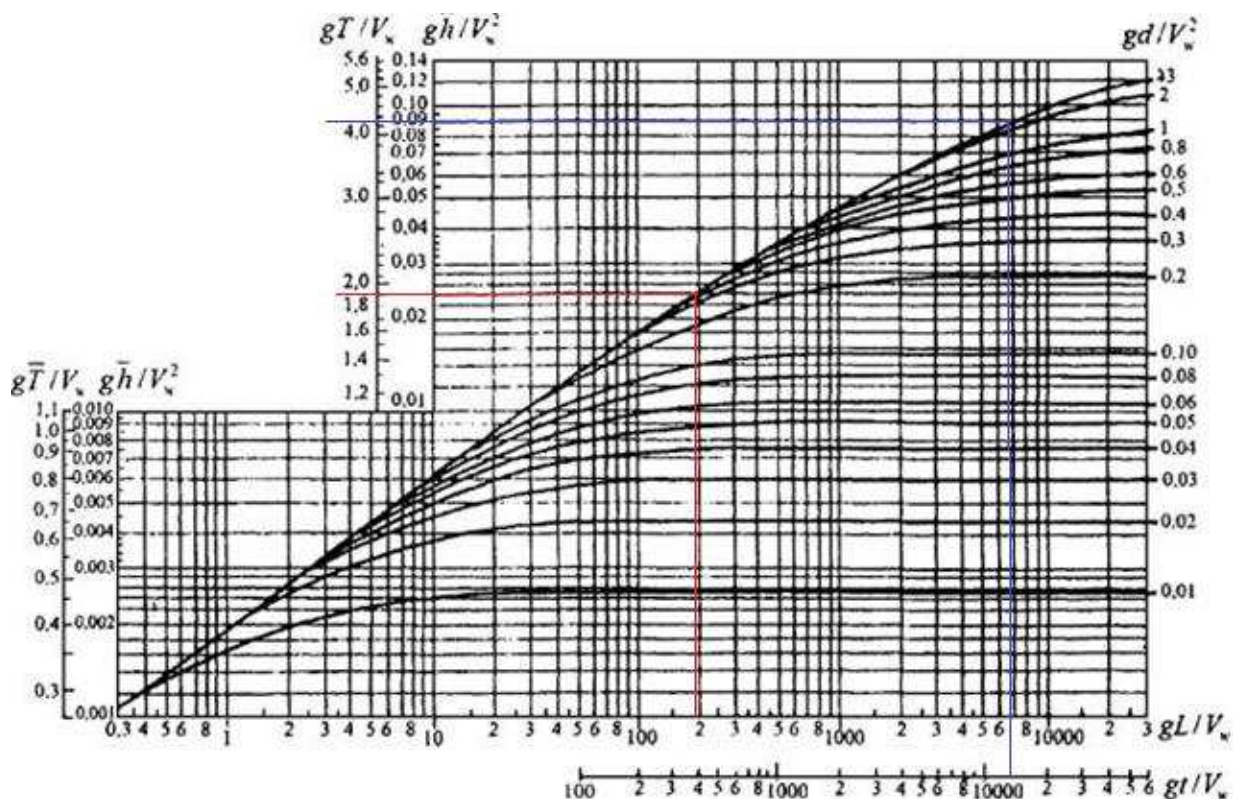


Рисунок 6.1 – График для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

Таблица 6.1 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{gh}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,024	1,90
$\frac{gt}{v}$	0,09	4,3

Используя меньшие полученные значения  $\frac{gh}{v^2} = 0,024$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,90$ , вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = 0,024 \frac{v_w^2}{g} = 0,024 \frac{15^2}{9,81} = 0,55 \text{ м}, \quad (6.9)$$

$$\bar{T} = 1,9 \frac{v_w}{g} = 1,9 \frac{15}{9,81} = 2,92 \text{ с}. \quad (6.10)$$

2) Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,92^2}{2 \cdot 3,14} = 13,32 \text{ м}. \quad (6.11)$$

3) Выполняем проверку на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda};$$

$$32,0 \text{ м} \geq 6,66 \text{ м}.$$

Вывод: зона глубоководная

4) Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,55 \cdot 2,08 = 1,144 \text{ м}. \quad (6.12)$$

где  $K_i$ —коэффициент, определяемый по графику на рисунке 6.2 в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$ .

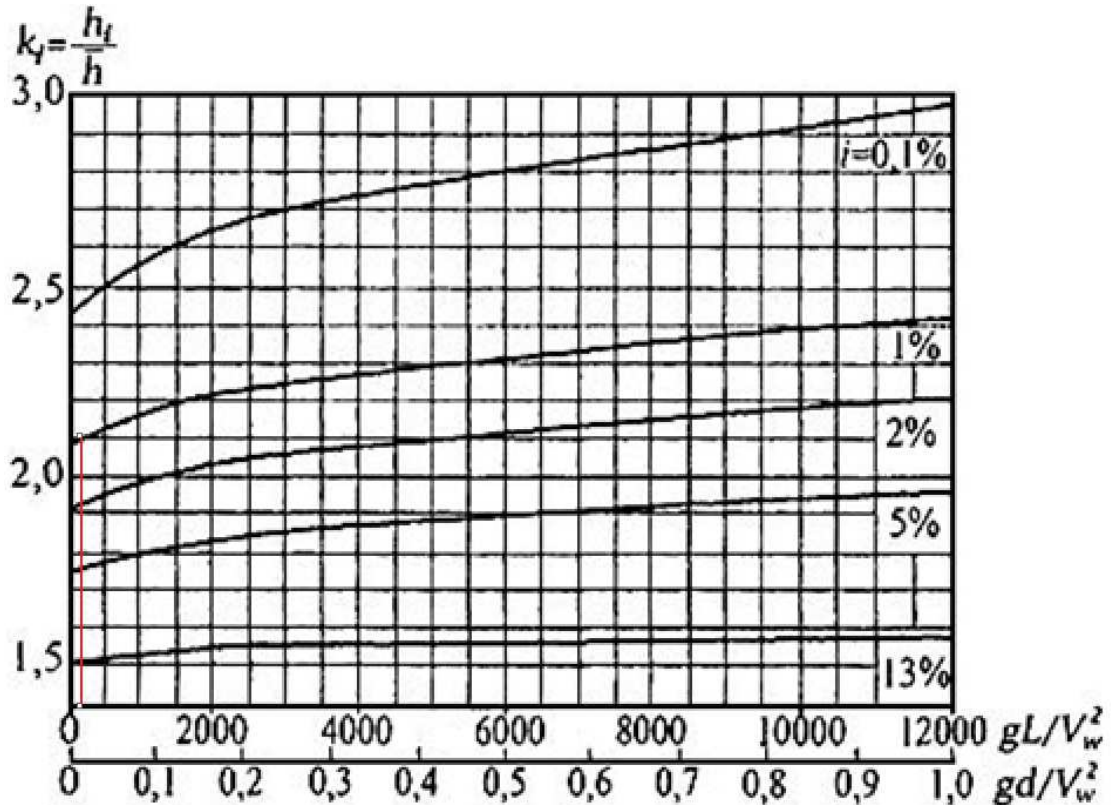


Рисунок 6.2 – График функции  $k_i = f(gL/V_w^2; gd/V_w^2)$

При  $\frac{gL}{V_w^2} = 196,2K_i = 2,08,$

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

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 0,9 \cdot 1 \cdot 1,4 \cdot 2,3 \cdot 1,14 = 3,32 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНИП [2, таблица 6] крепление откоса гравийно-галечниковое;

$k_{sp} = 1,4$  – коэффициент, принимаемый по [2, таблица 7];

$k_{run} = 2,3$  – коэффициент, принимаемый по графику на рисунке 6.3, в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{13,32}{1,144} = 11,64$ .

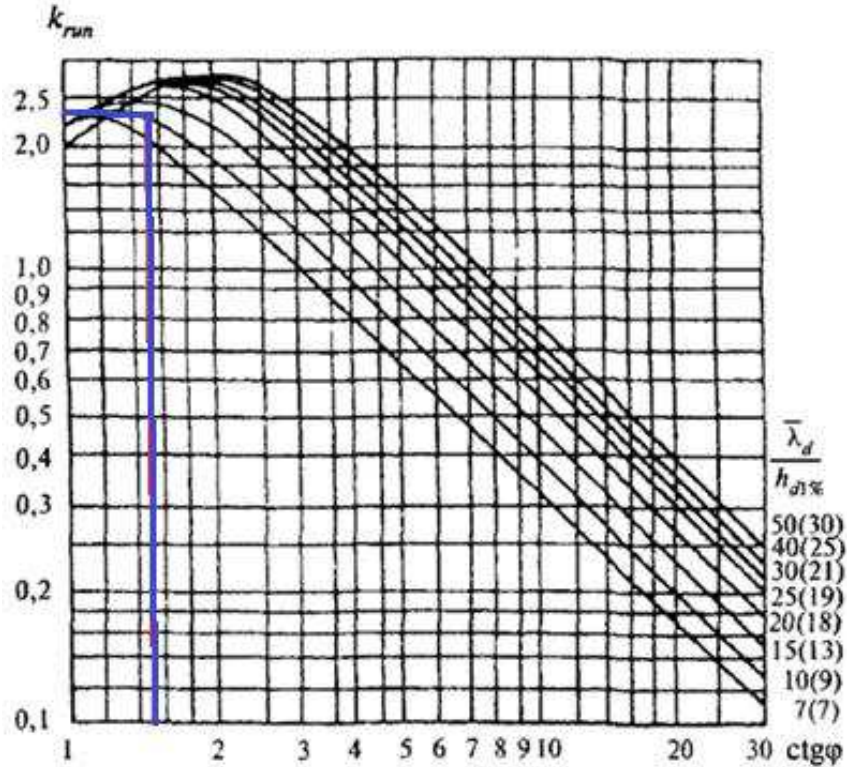


Рисунок 6.3 – Функции  $k_{run} = f(\lambda_d/h_{1\%}; ctg\phi)$

б) Отметка гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

Превышение гребня грунтовой плотины над НПУ по формуле (6.6):

$$h_s = 0,0053 + 3,32 + 0,6 = 3,92 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 500,00 + 3,92 = 503,92 \approx 504,00 \text{ м.}$$

## 6.2 Гидравлический расчет

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

## 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

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

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

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}), (6.14)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) \quad (6.15)$$

$$H_{\text{осн}} = 500 - 440,1 = 59,9 \text{ м},$$

$$H_{\text{пов}} = 502 - 440,5 = 61,5 \text{ м}.$$

Определим расчётные расходы воды для основного и поверочного расчётного случая.

Определяют расход через один гидроагрегат при основном и поверочном расчётном случае, используя формулу мощности:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн(пов)}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн(пов)}} - \Delta h) \cdot \eta}, \quad (6.16)$$

где  $N_{\text{га}} = 95\,000$  кВт – установленная мощность одного гидроагрегата;

$H_{\text{осн}} = 59,9$  – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;

$H_{\text{пов}} = 61,5$  – напор в соответствии с кривыми связи при поверочном расходе;

$\eta = 0,913$  – КПД гидротурбины.

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{95000}{9,81 \cdot (59,9 - 0,4) \cdot 0,913} = 178,3 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{95000}{9,81 \cdot (61,5 - 0,4) \cdot 0,913} = 173,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

$m = (n - 1)$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ ;

$m = (n - 2)$  при числе гидроагрегатов от семи до двенадцати включительно;

$m = (n - 3)$  при числе гидроагрегатов от тринадцати до восемнадцати включительно;

$m = (n - 4)$  при числе гидроагрегатов более восемнадцати.

В данном случае  $m = 1$ .

Определим основной и поверочный расход через ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m, (6.17)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m. (6.18)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 178,3 \cdot 1 = 178,3 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 173,6 \cdot 1 = 173,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определим средний расход сработки:

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}}. (6.19)$$

где  $V_{\text{по}} = 1,276 \text{ км}^3$  – полезный объём водохранилища;

$V_{\text{пр}} = 0,762 \text{ км}^3$  – объём потока за время сработки (по гидрографу маловодного года);

$T_{\text{ср}} = 18144000 \text{ с}$  – время сработки;

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{1,276 \cdot 10^9 + 0,762 \cdot 10^9}{18144000} = 112,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. (6.20)$$

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

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c; (6.21)$$

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c; (6.22)$$

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

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$  – максимальный поверочный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений;

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 568 - 178,3 - 112,3 = 277,4 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 667 - 173,6 - 112,3 = 381,1 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы). Расчетные расходы могут сбрасываться через глубинные водосбросы или донные отверстия. Донный водосброс, используемый для опорожнения водохранилища, называется также водоспуском (водоотпуском). Полное опорожнение водохранилища может потребоваться при ликвидации ГТС.

Задаемся диаметров водоотпускного отверстия  $D$  от 1 до 5 метров, в нашем случае 2 м.

Рассчитаем отметку водоотпуска ЦО:

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пола галереи}} + h_{\text{галереи}} + 3,5, \quad (6.23)$$

где  $\nabla_{\text{пола галереи}} = 436$  м – отметка пола галереи;

$h_{\text{галереи}} = 3,5$  м – высота галереи;

$$\nabla_{\text{ЦО}} = 436 + 3,5 + 3,5 = 443 \text{ м}.$$

Напор над центром выходного сечения водоотпуска  $H$ :

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}}, \quad (6.24)$$

$$H = \frac{500 + 482,46}{2} - 443 = 48,2 \text{ м}.$$

Определим расход через отверстие:

$$Q = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot H}, \quad (6.25)$$

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

$\omega = 3,14 \text{ м}^2$  – площадь водоотпускного отверстия;

$$Q = 0,8 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 48,2} = 77,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определяем количество водоотпускных отверстий, необходимое для пропуска расчетного расхода:

$$n = \frac{Q_{\text{с}}}{Q} = \frac{112,3}{77,3} \approx 1,5 = 2 \quad (6.26)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (6.27)$$

где  $q_b$  – удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.28)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{нр} \cdot h_{нб}, \quad (6.29)$$

где  $V_{нр}$  – не размывающая скорость для нескального основания 3,5 м/с;

$h_{нб}$  – глубина воды в НБ при  $Q_{осн.мах} 0,1\%$  – 4,1 м.

Таким образом:

$$q_p = 3,5 \cdot 4,1 = 14,4 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_b = 1,25 \cdot 14,4 = 18 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B = \frac{277,4}{18} = 15,5 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому округляем  $B$  до 16 м. Стандартная ширина пролета  $b$  принимается в соответствии с тех.регламентом. Принимаем  $b = 8$ . В итоге: 2 пролета по 8 м.

Толщина разрезного быка:

Березинский А.Р. рекомендует принимать толщину неразрезного быка в зависимости от ширины водосливного пролета. Примем толщину разрезного быка равной:  $\delta_b = 3$  м (принимаем  $\delta_b = 3$  м – для пролетов шириной  $b \leq 14$ )

## 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01осн} = \left( \frac{Q_{расч}^{осн}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.30)$$



где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем  $m = 0,49$ ,

$B$  – принимается только для водосливного фронта без быков ( $B = 16$ ).

Таким образом:

$$H_{01\text{осн}} = \left( \frac{277,3}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,0 \text{ м.}$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.31)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{\text{п}}$  – коэффициент подтопления (в случае данной работы принимается равным 1).

Коэффициент бокового сжатия:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.32)$$

где  $b$  – ширина одного пролёта;

$n$  – число пролётов;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка (в данном случае принимаем 0,45);

$\xi_y$  – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива 0,7;

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{6} \right) \cdot \frac{3,1}{8} = 0,9.$$

Отсюда:

$$H_{02\text{осн}} = \left( \frac{277,3}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,2 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02\text{осн}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.33)$$

где  $V_0$  – скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$  коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)}, \quad (6.34)$$

где  $\nabla_{\text{НПУ}}$  и  $\nabla_{\text{дна}}$  отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;  
 $B$  – принимается только для водосливного фронта без быков;

$$V_0 = \frac{277,3}{(500 - 436) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,23 \text{ м/с.}$$

Таким образом, напор на гребне водослива:

$$H = 4,2 - \frac{1,1 \cdot 0,23^2}{2 \cdot 9,81} = 4,2 \text{ м.}$$

Далее назначают  $H_{\text{ст}}$ , в нашем случае примем  $H_{\text{ст}} = 4$  м.  
 Рассчитаем отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}}, \quad (6.35)$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = 500 - 4 = 496 \text{ м.}$$

### 6.2.3 Определение отметки ФПУ и верха быка

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

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{нов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.36)$$

Таким образом:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{381,1}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,94 \text{ м.}$$

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

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{нов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.37)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{\Pi}$  – коэффициент подтопления (в случае данной работы принимается равным 1).

Коэффициент бокового сжатия:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.38)$$

где  $b$  – ширина одного пролёта;

$n$  – число пролётов;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка (в данном случае принимаем 0,45);

$\xi_y$  – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива 0,7;

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \right) \cdot \frac{3,1}{8} = 1,0.$$

Отсюда:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{381,1}{0,49 \cdot 1,0 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,94 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H_{\text{осн}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.39)$$

где  $V_0$  – скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$  коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)}, \quad (6.40)$$

$$V_0 = \frac{381,1}{(502 - 436) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,3 \text{ м/с.}$$

Таким образом, напор на гребне водослива:

$$H_{\text{пов}} = 4,94 - \frac{1,1 \cdot 0,3^2}{2 \cdot 9,81} = 4,93 \text{ м.}$$

Рассчитаем отмутку форсированного подпорного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}}, \quad (6.41)$$

$$\nabla\text{ФПУ}_p = 496 + 4,93 = 500,93 \text{ м.}$$

Рассчитаем отмутку верха быка:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст}, \quad (6.42)$$

$$\nabla_{ГБ} = 496 + 1,6 \cdot 4 = 502,4 \text{ м.}$$

#### 6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова. Координаты для построения оголовка представлены в таблице 6.2, на рисунке 6.4 представлен оголовок водосливной плотины.

Таблица 6.2 – Данные для построения профиля водосливной грани

x	y	x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,504	3,6	0,792	7,2	3,948	10,8	9,156	14,4	16,124
0,4	0,144	4,0	1,024	7,6	4,432	11,2	9,848	14,8	16,996
0,8	0,028	4,4	1,284	8,0	4,940	11,6	10,560	15,2	17,884
1,2	0,000	4,8	1,576	8,4	5,476	12,0	11,456	15,6	18,792
1,6	0,024	5,2	1,900	8,8	6,032	12,4	12,052	16,0	19,752
2,0	0,108	5,6	2,256	9,2	6,612	12,8	12,828		
2,4	0,240	6,0	2,644	9,6	7,576	13,2	13,620		
2,8	0,400	6,4	3,056	10,0	7,840	13,6	14,436		
3,2	0,584	6,8	3,492	10,4	8,488	14,0	15,272		

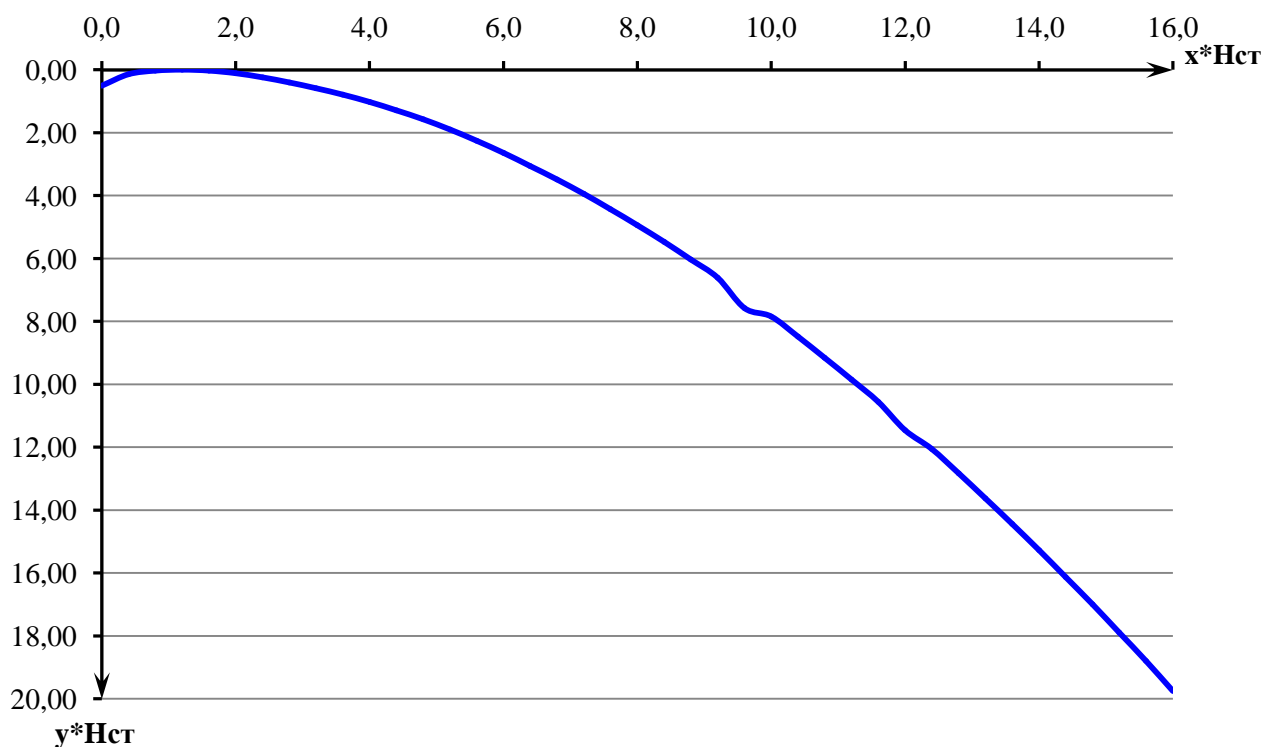


Рисунок 6.4–Профиль водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге С - D радиусом R. Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины  $p_v$  и напора на водосливе  $H_{ст}$  на рисунке 6.5 [Справочник по гидравлическим расчетам П.Г. Киселева, таблица 6-14].

В нашем случае  $R = 15,5$  м.

Таблица 6-14  
Значения сопрягающих радиусов R в зависимости от напора на водосливе H и высоты водосливной плотины  $p_H$

$p_H$ , м	H, м								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	3,0	4,2	5,4	6,5	7,5	8,5	9,6	10,6	11,6
20	4,0	6,0	9,7	8,9	10,0	11,0	12,2	13,3	14,3
30	4,5	7,5	9,7	11,0	12,4	13,5	14,7	15,8	16,8
40	4,7	8,4	11,0	13,0	14,5	15,8	17,0	18,0	19,0
50	4,8	8,8	12,2	14,5	16,5	18,0	19,2	20,3	21,3
60	4,9	8,9	13,0	15,5	18,0	20,0	21,2	22,2	23,2

Рисунок 6.5 – Значение сопрягающих радиусов

Вывод: в ходе проведённых гидравлических расчётов отметка получилась меньше ФПУ, следовательно ФПУ принимаем исходным.

## 6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

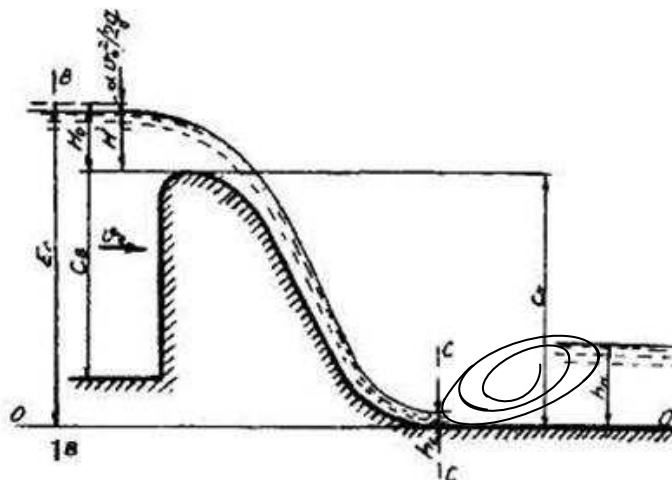


Рисунок 6.6— Оголовок и сжатое сечение

За плотиной необходимо получить затопленный прыжок (рисунок 6.6). Для этого необходима либо соответствующая глубина в нижнем бьефе, либо гашение части избыточной энергии с помощью водобойной стенки, водобойного колодца или их комбинации.

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}, \quad (6.43)$$

$$T_0 = 500,00 - 436,00 = 64 \text{ м.}$$

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

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum(n-1)\delta_6)^2 g}}, \quad (6.44)$$

где  $\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;  
 $\delta_6 = 3 \text{ м}$  – толщина быка.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 277,3^2}{(16+1 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 2,88 \text{ м.}$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{64}{2,88} = 22,22. \quad (6.45)$$

Определяем значение коэффициента скорости  $\varphi$  в зависимости от длины сливной грани, в данном случае плотина высотой свыше 40 м (72 м) – большая длина сливной грани, следовательно коэффициента скорости  $\varphi = 0,9$ .

По графику М.Д. Чертоусова (рис. 6.7) в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяют  $\xi_c' = 0,17$  и  $\xi_c'' = 3,4$

Вычисляем сопряженные глубины:  $h_c' = \xi_c' \cdot h_{кр} = 0,17 \cdot 2,88 = 0,49 \text{ м};$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,4 \cdot 2,88 = 9,79 \text{ м.}$$

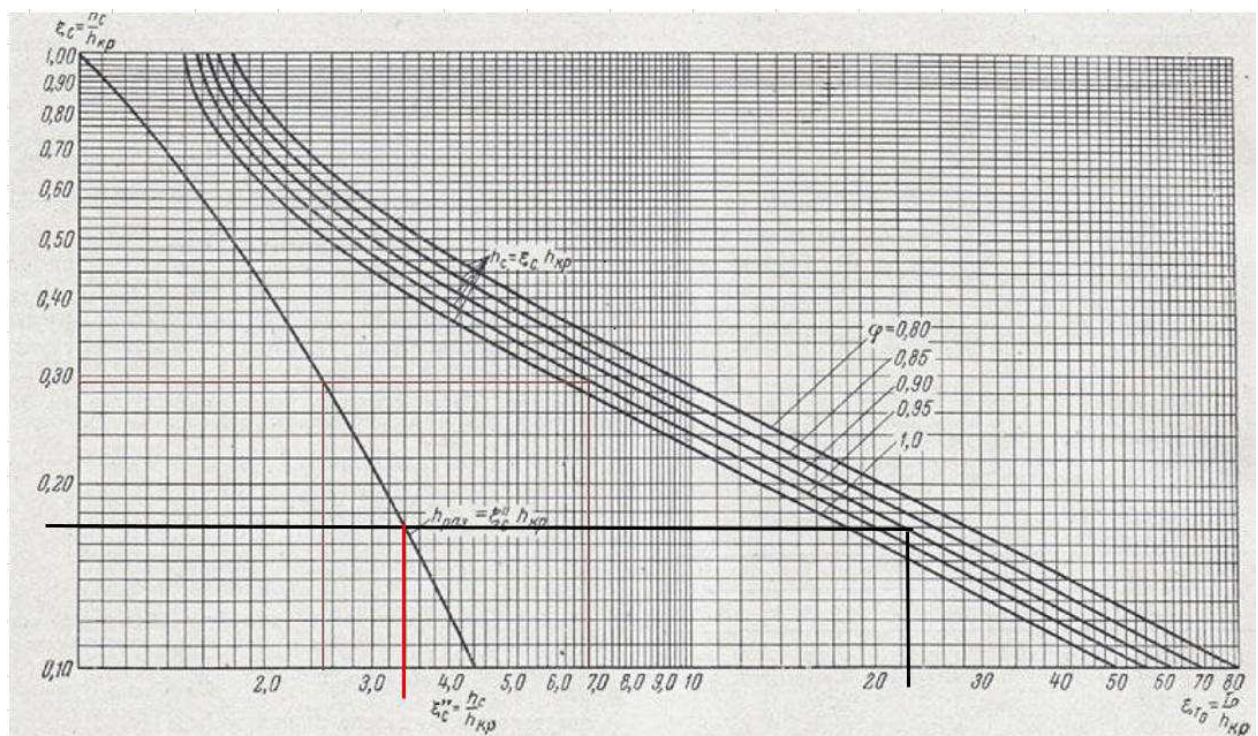


Рисунок 6.7 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

$$h_c'' = 9,79 \text{ м} > h_{НБ} = 4,1 \text{ м} - \text{в НБ отогнанный прыжок.}$$

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

Во всех случаях, даже если гасители не требуются, за водосливом устраивают водобой, чаще всего это бетонная или железобетонная плита.

Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

Толщина плиты водобоя:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (6.46)$$

$$h'_c = 0,49 \text{ м};$$

где  $v_c$  – скорость воды в сжатом сечении;

$\omega_c$  – площадь потока в сжатом сечении;

$$\omega_c = h'_c \cdot B + (n - 1) \cdot \delta_B = 0,49 \cdot (16 + (2 - 1) \cdot 3) = 9,30. \quad (6.47)$$

$B + (n - 1) \cdot \delta_B$  – ширина водобойной плиты.

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c} = \frac{277,3}{9,30} = 29,81 \text{ м/с}; \quad (6.48)$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot 29,81 \cdot \sqrt{0,49} = 3,13 \text{ м}.$$

### 6.2.6 Расчет водобойной стенки

Расчёт высоты водобойной стенки  $h_{ст}$  проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом: рассчитывают высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h_c'' - H_{ст}; \quad (6.49)$$

где  $H_{ст}$  – напор над водобойной стенкой

$\sigma$  – коэффициент запаса, зависящий от точности определения расчетного расхода, равен  $1,07 \div 1,13$  (принимаем 1,1);

$h_c''$  – вычисленное ранее при величине полной потенциальной энергии.

$$H_{ст} = \left( \frac{q_c}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h_c'')^2} \quad (6.50)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива зависит от типа водослива. Для водобойной стенки полигонального профиля примем  $m = 0,35$ ;

$q$  – удельный расход на водобое:

$$q = \frac{Q_p}{(B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{277,3}{(16 + (2-1) \cdot 3)} = 14,6, \quad (6.51)$$



$$H_{ст} = \left( \frac{14,6}{0,35\sqrt{2} \cdot 9,81} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 14,6^2}{2 \cdot 9,81(1,1 \cdot 9,79)^2} = 4,36 \text{ м}$$

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 9,79 - 4,36 = 6,42 \text{ м};$$

После определения высоты стенки проверяет форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст}. \quad (6.52)$$

### 6.2.7 Расчёт сопряжения потока после водобойной стенки

$$T_0 = 6,42 + 4,36 = 10,77.$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{10,77}{2,88} = 3,74;$$

В проекте можно принять, что плотины высотой более 40 м имеют большую длину сливной грани:  $\varphi = 0,9$ .

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\mathcal{E}_{T_0}$  определяем  $\mathcal{E}_c$  и  $\mathcal{E}''_c$ .

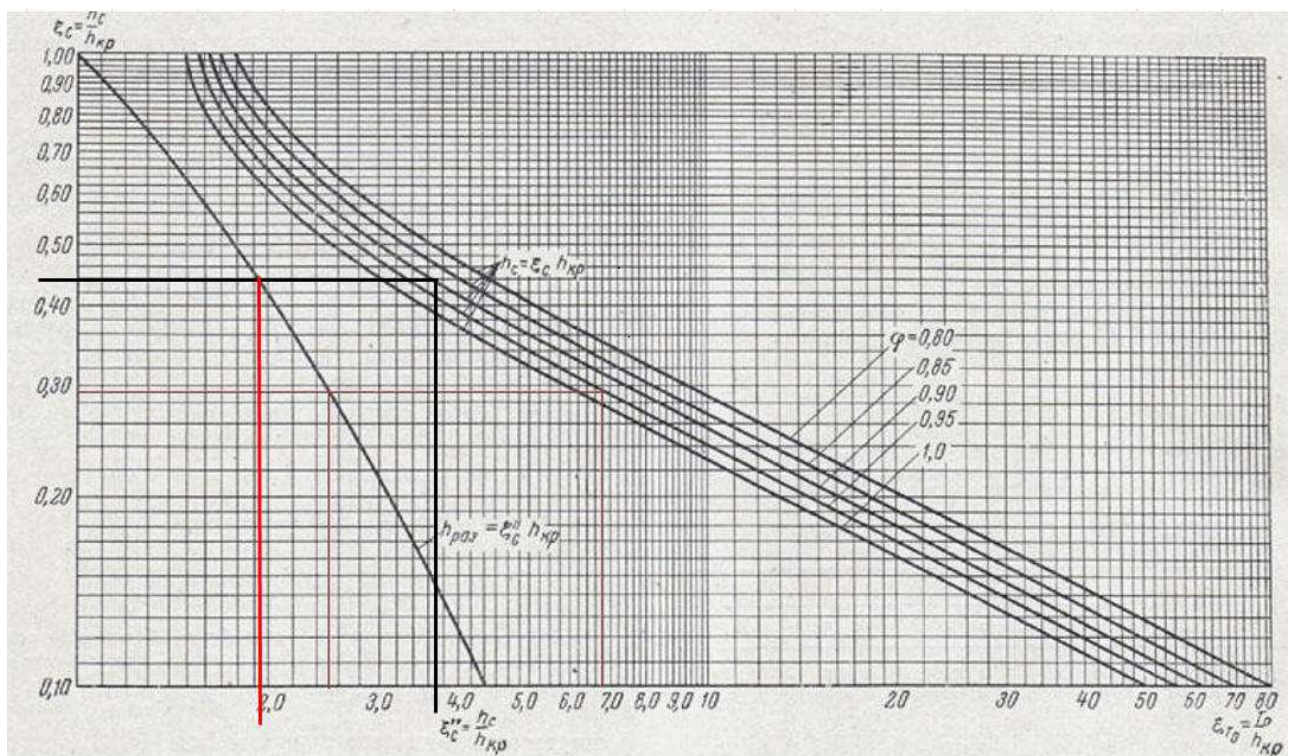


Рисунок 6.8 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней после водобойной плиты

По графику М.Д. Чертоусова рисунок 6.8 в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяют  $\xi_c' = 0,44$  и  $\xi_c'' = 1,92$

Вычисляем сопряженные глубины:  $h_c' = \xi_c' \cdot h_{кр} = 0,44 \cdot 2,88 = 1,27$  м;

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 1,92 \cdot 2,88 = 5,53 \text{ м.}$$

$h_c'' = 5,53 \text{ м} > h_{НБ} = 4,1 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается. Производим аналогичный расчет второй водобойной стенки, но перед ней рассчитывается водобойная плита.

### 6.2.8 Расчёт второй водобойной стенки

Расчёт по формулам (6.46 – 6.52):

$$h_c' = 1,27 \text{ м;}$$

$$\omega_c = h_c' \cdot B + (n - 1) \cdot \delta_B = 1,27 \cdot (16 + (2 - 1) \cdot 3) = 24,08.$$

$$v_c = \frac{277,3}{24,08} = 11,52 \text{ м/с;}$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot 11,52 \cdot \sqrt{1,27} = 1,95 \text{ м.}$$

$$H_{ст} = \left( \frac{14,6}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 14,6^2}{2 \cdot 9,81 (1,1 \cdot 5,53)^2} = 4,14 \text{ м,}$$

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 5,53 - 4,14 = 1,95 \text{ м;}$$

После определения высоты стенки проверяет форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст}.$$

### 6.2.9 Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки

$$T_0 = 1,95 + 4,14 = 6,08.$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{6,08}{2,88} = 2,11;$$

В проекте можно принять, что плотины высотой более 40 м имеют большую длину сливной грани:  $\varphi = 0,9$ .

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi_c$  и  $\xi''_c$ .

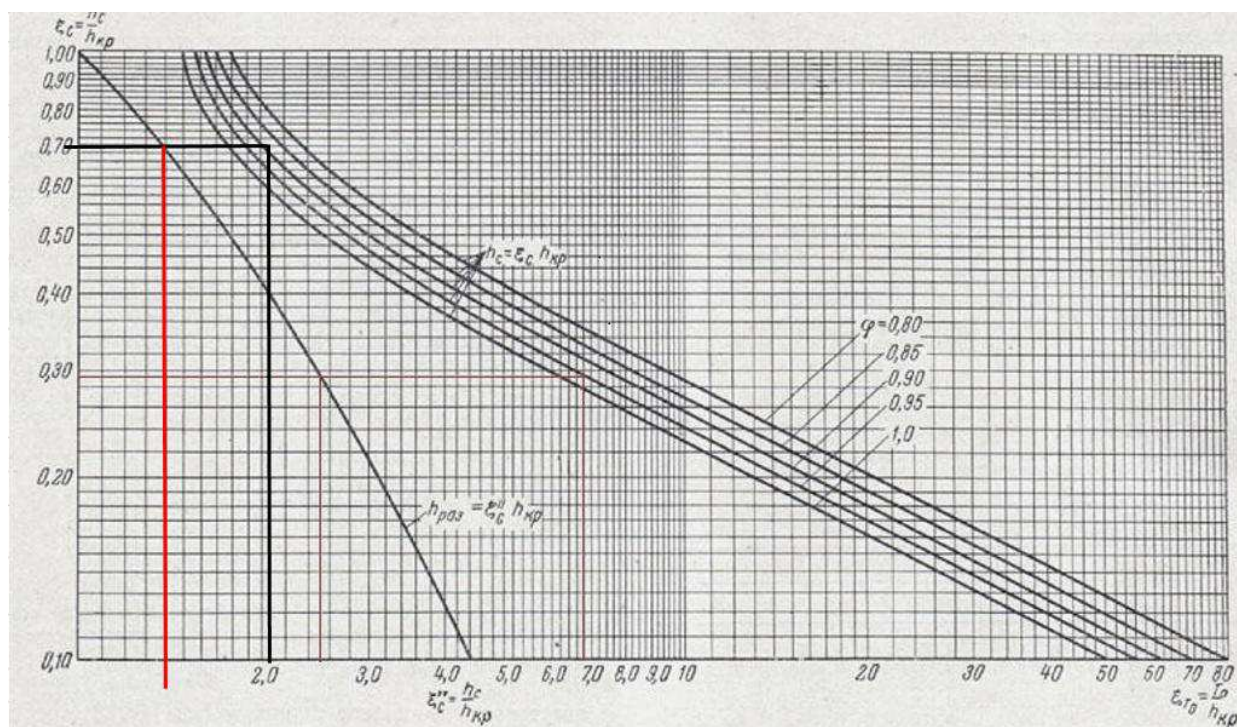


Рисунок 6.9 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней после водобойной плиты

По графику М.Д. Чертоусова (рис. 6.9) в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяют  $\xi'_c = 0,7$  и  $\xi''_c = 1,4$

Вычисляем сопряженные глубины:  $h'_c = \xi'_c \cdot h_{кр} = 0,7 \cdot 2,88 = 2,02$  м;

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 1,4 \cdot 2,88 = 4,03 \text{ м.}$$

$h''_c = 4,03 \text{ м} < h_{НБ} = 4,1 \text{ м}$  – в НБ затопленный прыжок.

За водобоем выполняется рисберма, участок, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Толщина плит рисбермы 1-го ряда назначаем не половины толщины водобоя, далее по потоку толщина плит уменьшается, толщина плит последнего ряда не менее 0,5 м. Плиты имеют дренажные отверстия 0,15-0,25 м, на расстояние друг от друга 5 м. Концевой участок рисбермы выполняется в виде ковша.

Глубина ковша:

$$h_{max} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_H}}, \quad (6.53)$$

где  $K_p$  – коэффициент, зависящий от условий размыва, принимаем 1,1;

$q_p$  – удельный расход на рисберме, равный  $14,4 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

$V_H$  – неразмывающая скорость течения для грунта дна реки, для песчаного дна принимаем  $0,5 \text{ м/с}$ .

$$h_{max} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{14,4}{0,5}} = 5,9 \text{ м.}$$

Дно ковша прикрывают слоем мелкого камня толщиной 1-3 м. Уклон откосов ковша 1:4-1:2.

### 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, пример представлен на рисунке 6.4. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

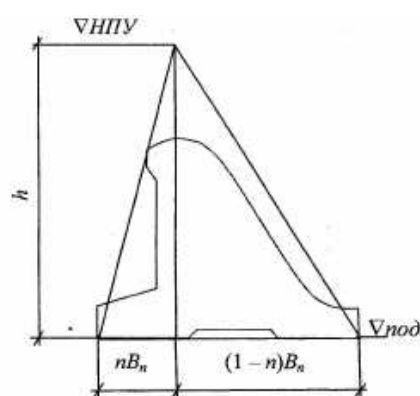


Рисунок 6.10 – Схема треугольного профиля плотины

Ширина водосливной плотины по основанию:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.54)$$

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

$\rho_6$  – плотность бетона;

$\rho_w$  – плотность воды.

Высота плотины  $h$ :

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 500,00 - 430,15 = 69,85 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где  $\nabla\text{ПОД}$  – отметка подошвы плотины.

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

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg} \varphi \left( \frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.56)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для II класса сооружения 1,2;

$\varphi$  – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС,  $\varphi = 37^\circ$ .

Задаваясь различными значениями  $n$ , произведем расчет (таблица 6.2) и построим графики зависимостей  $B_n^{\text{I}} = f(n)$  и  $B_n^{\text{II}} = f(n)$  (рисунок 6.11).

Таблица 6.2 – Расчет зависимостей  $B_n^{\text{I}} = f(n)$  и  $B_n^{\text{II}} = f(n)$

$n$	$B'_n$	$B''_n$
0,15	51,81	54,26
0,16	51,91	54,00
0,17	52,02	53,74
0,18	52,13	53,48
0,19	52,24	53,22
0,2	52,35	52,97
0,21	52,47	52,72
0,22	52,60	52,47
0,23	52,72	52,22
0,24	52,86	51,98

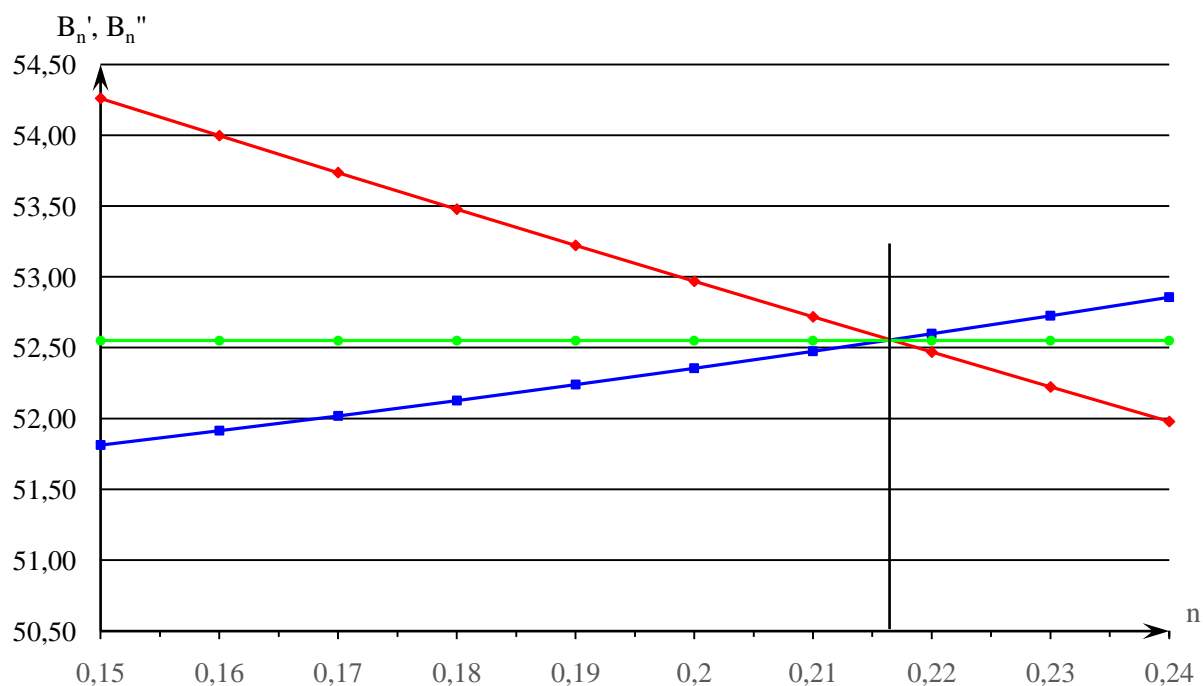


Рисунок 6.11 – Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке  $n = 0,216$  и  $B_n = 52,55$  м. Конструктивно принимаем ширину подошвы плотины  $B_n = 43,4$  м, так как устойчивость гидротехнического сооружения обеспечивается и при меньшей ширине, чем расчетное значение. Данное решение является более экономичным.

### 6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные (меж секционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

В плотинах на не скальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. На глинистых грунтах разрезают каждый бык.

Деформационные температурно – осадочные швы устраивают вертикальными шириной 4-5 см в верхней части и 1-1,5 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов – 1-2 см.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

### 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, под защитой которых выполняются ремонтные работы (рисунок 6.12).

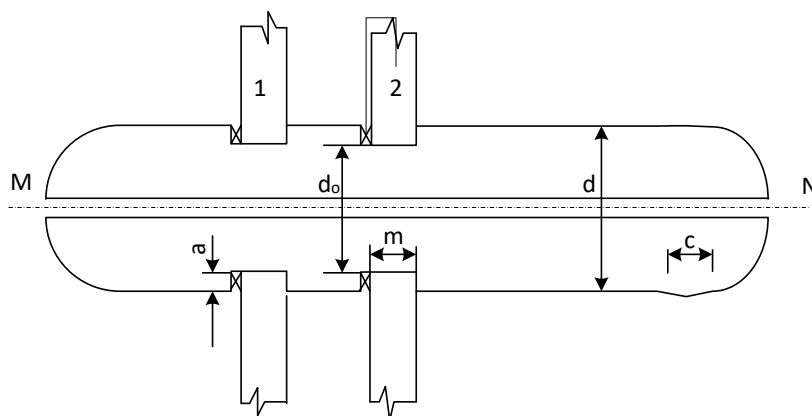


Рисунок 6.12– Схема разрезного быка в плане

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

#### 6.3.4 Назначение ширины гребня

Ширину гребня принимаем, исходя из его назначения. Ниже по течению от створа плотины располагается автомобильный мост, поэтому гребень плотины не предусматривает автомобильную дорогу общего пользования, но для движения рабочего транспорта выделим ширину дороги, равной 6 м. Выделим ширину дороги для кранового пути 14 м. В итоге плотина по гребню имеют ширину 20 метров.

#### 6.3.5 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в НБ и тд.

Для данного случая проектирования бетонной водосливной плотины и здания ГЭС назначаем разделительный устой (в виде отдельной стенки), которая будет отделять водослив от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя – разделение потоков водослива и здания ГЭС, а также защита здания ГЭС от брызг при сбросе воды.

#### 6.3.6 Дренажи и галереи в теле бетонной плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 15 м. Одну из

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

Дренаж в теле плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

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

(6.57)

$$a_{др} \geq \frac{64 \cdot 1,2}{25},$$

$$a_{др} \geq 3,072 \text{ м},$$

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

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

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

$$H_{др} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 500,00 - 436,00 = 64 \text{ м}.$$

(6.58)

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

## **6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины**

### **6.4.1 Понур**

Назначение понура – уменьшать фильтрационный расход и снижать противифльтрационное давление в основании плотины путем удлинения путей фильтрации. На песчаных основаниях устраивают гибкие малопроницаемые понуры.

На глинистых и суглинистых основаниях устраивают водонепроницаемый понур из железобетона.

$$L = (1 \div 1,5) \cdot H = 1,0 \cdot 64 = 64 \text{ м}.$$

(6.59)



$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 500,00 - 436,40 = 63,6 \text{ м.}$$

(6.60)

где  $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$  - отметка уровня нижнего бьефа при  $Q_{\text{сан.п}} = 30 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  
 $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 436,40 \text{ м}$ .

Толщина понура принимается равной 0,5 м.

#### **6.4.2 Шпунт**

В гидротехническом строительстве применяют шпунты стальные, железобетонные и реже деревянные. Стальные шпунтовые противофильтрационные стенки толщиной  $8 \div 10$  мм устраивают из плоского (ШП) или корытообразного (ШК) шпунта, который выпускается длиной  $12 \div 25$  м. Чаще всего применяют плоский шпунт.

Железобетонные шпунты могут применяться не только в мягких грунтах, но даже в щебенистых. Толщина шпунта  $10 \div 15$  см. Водонепроницаемость достигается устройством специального замка. Преимуществом железобетонных шпунтов является возможность изготовления их на стройке.

Длину королевого висячего шпунта, устраиваемого у верхней грани фундаментной плиты, принимают равной  $(0,5 \div 1,5)H$ , где  $H$  – напор на сооружении, но не более  $20 \div 22$  м. Забивку королевого шпунта обычно производят на глубину до  $0,5H$ , а на низких плотинах до  $1,5H$ .

#### **6.4.3 Дренаж**

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренаж, расположенный в дренажной галерее на отметке 430,15 м, диаметр дренажных скважин принимаем 50 см.

### **6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины**

#### **6.5.1 Определение нагрузок на плотину**

Расчеты проводят для расчета напряжений в сечении на отметке 436,00 м, отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla_{\text{НПУ}} = 500,00$  м, нижнего бьефа -  $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 436,40$  м, при пропуске санитарного расхода  $Q = 30 \text{ м}^3/\text{с}$ .

##### **6.5.1.1 Вес сооружения и затворов**

Вес 1п.м водосливной части плотины определяется до расчетного сечения:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1725,5 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 29545,67 \text{ кН/м}, \quad (6.61)$$

где  $S_{пл} = 1725,51 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина водосливного отверстия;

$\rho_б = 2,4 \text{ кН/м}^3$  – плотность бетона;

$\delta_б$  – ширина быка.

Площадь поперечного сечения водосливной плотины и плечо силы веса водосливной плотины относительно середины расчетного сечения (точка 0), определяем с помощью программы AutoCAD. В площадь не входят продольные галереи. В дальнейшем площади также определены с помощью программы AutoCAD.

Вес быка на 1 п.м определим как:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{2468 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 15847,3 \text{ кН/м}. \quad (6.62)$$

где  $S_б = 2468,0 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения быка.

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

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 52 \cdot \sqrt{52} \cdot 9,81 \approx 202,3 \text{ кН}, \quad (6.63)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\PhiПУ - \nablaГВ + 0,5) \cdot b; \quad (6.64)$$

$$f = (502,00 - 496,00 + 0,5) \cdot 8 = 52 \text{ м}^2.$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_з = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b; \quad (6.65)$$

$$P_з = 1000 \cdot 9,81 \cdot (500,00 - 496,00)^2 \cdot 0,5 \cdot 8 = 627,84 \text{ кН/м}.$$

Вес затвора приводим к 1 п.м:

$$q_з^{\text{расч}} = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{202,3}{8 + 3} = 19,63 \text{ кН/м}. \quad (6.66)$$

### 6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 69,85^2}{2} = 23931,6 \text{ кН/м.} \quad (6.67)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 500,00 - 430,15 = 69,85 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,25^2}{2} = 191,60 \text{ кН/м} \quad (6.69)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 436,40 - 430,15 = 6,25 \text{ м,} \quad (6.70)$$

где  $\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 436,40$  – уровень воды в НБ при  $Q_{\text{сан}} = 30 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.5.1.3 Сила взвешивающего давления воды

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня НБ до подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = S \cdot \rho_w \cdot g; \quad (6.71)$$

$$W_{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 278,15 = 2728,70 \text{ кН/м.}$$

где  $S_{\text{взв}} = 278,15 \text{ м}^2$  – площадь эпюры взвешивающего давления.

### 6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

Площадь эпюры фильтрационного давления:

$$S_{\text{ф}} = 366,3 \text{ м}^2.$$

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ф}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 366,3 = 3593,0 \text{ кН/м.} \quad (6.72)$$

### 6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 13 \cdot 4 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{22}{2} \right) = 23,7 \text{ кН/м}^2, \quad (6.73)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии ( $9 \div 13$ ) кН/м<sup>3</sup>, принимаем  $\gamma_H = 13$  кН/м<sup>3</sup>;

$h_H$  – толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна,  $h_H = 4$  м;  
 $\varphi_H = (20^\circ - 22^\circ)$  – угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_H = 22^\circ$ .

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{23,7 \cdot 4}{2} = 47,3 \text{ кН/м.} \quad (6.74)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом. В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов  $p_H$ , а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

$$p_{A.гр}' = \gamma_H h_H \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.75)$$

$$p_{A.гр}' = 13 \cdot 4 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = 12,93 \text{ кН/м}^2.$$

$$p_{A.гр}'' = (\gamma_H h_H + \gamma_{взв гр} h_{гр}) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.76)$$

$$p_{A.гр}'' = (13 \cdot 4 + 11 \cdot 1,35) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = 16,62 \text{ кН/м}^2.$$

$$\gamma_{взв гр} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 18 - (1 - 0,3) \cdot 9,81 = 11 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \quad (6.77)$$

где  $\gamma_{гр}$  – удельный вес сухого грунта, принимаем равным 18 кН/м<sup>3</sup>;

$n_0$  – пористость сухого грунта, равная 0,3;

$\gamma_w$  – удельный вес воды;

$h_{гр}$  – толщина слоя грунта, равная 1,35 м;

$\varphi_{гр}$  – угол внутреннего трения, равный  $37^\circ$ , исходя из основания.

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_{акт} = S_{эп} = \left( \frac{p_{A.гр}' + p_{A.гр}''}{2} \right) h_{гр} = \left( \frac{12,93 + 16,62}{2} \right) \cdot 1,35 = 19,94 \text{ кН/м.} \quad (6.78)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны НБ определяется по формулам:

- под водобойной плитой:

$$p'_{пн} = \gamma_{бет}^{взв} h_{пл} \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.79)$$

где  $h_{пл}$  – толщина водобойной плиты;

$\gamma_{бет}^{ВЗВ}$ ,  $\gamma_{гр}^{ВЗВ}$  – удельный вес взвешенного бетона плиты и грунта, соответственно;

$$p'_{пн} = 11 \cdot 1,19 \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{37}{2} \right) = 52,6 \text{ кН/м}^3,$$

- на уровне подошвы плотины:

$$p''_{пн} = (\gamma_{бет}^{ВЗВ} h_{пл} + \gamma_{гр}^{ВЗВ} h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.80)$$

$$p''_{пн} = (11 \cdot 1,19 + 11 \cdot 1,35) \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{18}{2} \right) = 150,41 \text{ кН/м}^3,$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м. длины плотины равна площади эпюры:

$$E_{пн} = \frac{p'_{пн} + p''_{пн}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{52,6 + 150,41}{2} \cdot 1,35 = 120,83 \text{ кН/м}^3.$$

### 6.5.1.6 Волновое давление

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

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_v \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.81)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,145 \cdot \left( \frac{13,34}{3,14} + \frac{0,328}{2} \right) = 23,35 \text{ кН},$$

где  $h_{1\%}$  – высота волн 1% обеспеченности;

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

$h_0$  – средняя высота волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,145^2}{13,34} = 0,328 \text{ м}. \quad (6.82)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{13,34}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,145 = 1,57 \text{ м}. \quad (6.83)$$

$$M_{волны} = W_{волны} \cdot l_{волны} = 23,35 \cdot 68,28 = 1594,55 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (6.84)$$

$$l_{\text{волны}} = \nabla\text{НПУ} - y_c - \nabla\text{ПОД}; \quad (6.85)$$

$$l_{\text{волны}} = 500,00 - 1,57 - 430,15 = 68,28 \text{ м.}$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше  $1,1 \cdot h_{1\%}$  над УВБ, а другая не ниже  $8 \cdot h_{1\%}$  УВБ.

### 6.5.2 Оценка прочности плотины

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

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

Для удобства расчетов составляется таблица 6.3, 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

№ п/п	Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент кН*м
1	$T_B$	1	→	23932	21,3	510541
2	$T_H$	1	←	192	2,07	398
3	$W_H$	1	↓	112	-20,2	-2267
4	$G_6$	0,95	↓	15104	-7,9	-119546
5	$G_{пл}$	0,95	↓	28068	-8,0	-223284
6	$W_{взв}$	1	↑	2729	0	0
7	$W_\phi$	1	↑	3593	10,2	36649
8	$E_H$	1,2	→	57	1,3	76
9	$E_{ав}$	1,2	→	24	0,6	15

10	$E_{\text{пн}}$	0,8	←	97	0,5	48
11	$W_{\text{волн}}$	1	→	23	61,4	1433
12	$q_3$	0,9	↓	18	-19,5	-345

$$\sum M = 191280 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$\sum N = 36932,00 \text{ кН}.$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2} = -\frac{36932,00}{43,4} + \frac{6 \cdot 191280}{43,4^2} = -241,6 \text{ кН/м}^2, \quad (6.86)$$

где  $N$  – нормальная сила, сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B_n$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (6.87)$$

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 500,00 - 430,15 = 69,85, \quad (6.88)$$

где  $H_d^u$  – напор над сечением со стороны ВБ.

$$m_u = \text{ctg } \alpha_1 = 0, \quad (6.89)$$

где  $\alpha_1 = 0$  – заложение верховой грани.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = -241,6 \cdot 0^2 - 10 \cdot 69,85 \cdot (1 - 0^2) = -698,5 \text{ кН/м}^2.$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u; \quad (6.90)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 69,85 - 241,6) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (6.91)$$

$$3 = -241,6 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 69,85 \cdot 0^2 = -241,6 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma^u_1 = -\gamma_B \cdot H^u_d = -10 \cdot 69,85 = -698,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.92)$$

Для низовой грани:

$$\sigma^t_y = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{36932}{43,4} - \frac{6 \cdot 191280}{43,4^2} = -1460,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad (6.93)$$

$$\sigma^t_x = \sigma^t_y \cdot m^2_t - \gamma_B \cdot H^t_d \cdot (1 - m^2_t); \quad (6.94)$$

$$\sigma^t_x = -1460,3 \cdot 0,58^2 - 10 \cdot 6,25 \cdot (1 - 0,58^2) = -528,4 \text{ кН/м}^2;$$

$$H^t_d = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 436,40 - 430,15 = 6,25 \text{ м}, \quad (6.95)$$

где  $H^t_d$  – напор над расчетным сечением со стороны НБ.

$$m_t = \text{ctg } \alpha_2 = \text{ctg } 60^\circ = 0,58, \quad (6.96)$$

где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau^t_{xy} = -(\gamma_B \cdot H^t_d + \sigma^t_y) \cdot m_t; \quad (6.97)$$

$$\tau^t_{xy} = -(10 \cdot 6,25 - 1460,3) \cdot 0,58 = 807,0 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma^t_3 = \sigma^t_y \cdot (1 + m^2_t) + \gamma_B \cdot H^t_d \cdot m^2_t; \quad (6.98)$$

$$\sigma^t_3 = -1460,3 \cdot (1 + 0,58^2) + 10 \cdot 6,25 \cdot 0,58^2 = -1926,2 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma^t_1 = -\gamma_B \cdot H^t_d = -10 \cdot 6,25 = -62,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.99)$$

Расчет основных краевых напряжений сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет краевых напряжений, действующих на плотину

Напряжение	Верховая грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-241,6	-1460,3
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-698,5	-528,4
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	807,0
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-241,6	-62,5



$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-698,5	-1926,2
---------------------------	--------	---------

### 6.5.3 Критерии прочности плотины и ее основания

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий, необходимо проверить выполнение следующих условий:

1. Во всех точках плотины.

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.100)$$

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

$$|\sigma_3| = 698,5 \text{ кН/м}^2;$$

$\gamma_{1c} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1,1$  – коэффициент условий работы.

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 698,5}{1,1}. \quad (6.101)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$838,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 2800 \text{ кН/м}^2.$$

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

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.102)$$

$$-241,6 < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (6.103)$$

$$|-241,6| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 69,85;$$

$$241,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 174,6 \text{ кН/м}^2.$$

Условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

## 6.6 Расчет устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.104)$$

где  $\gamma_n = 1,2$ , – коэффициент надежности по назначению сооружения;

$\gamma_{1c} = 1$ , – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1,1$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_{ф} + q_3 + W_H) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пн} \cdot \gamma_c + c \cdot B; \quad (6.105)$$

$$R = (28068,4 + 15054,9 - 2728,7 - 3593,0 + 17,7 + 112,4) \cdot 0,75 + 96,6 \cdot 0,7 + 0 \cdot 43,4 = 27899,7 \text{ кН/м.}$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$  – внутреннее трение грунта основания;

$c = 0 \text{ кН/м}^2$  – сцепление грунта;

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимаем  $\gamma_c = 0,7$ .

$$F = T_B - T_H + W_{волн.} + E_H + E_{акт}; \quad (6.106)$$

$$F = 23931,6 - 191,6 + 23,4 + 56,8 - 23,9 = 23743,0 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на:

$$\frac{27899,7 \cdot 1,1}{23743,0 \cdot 1} \geq 1,2;$$

$$1,3 \geq 1,2.$$

Сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.

## 7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка

объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	190	190	190	190	190
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	66680	66680	66680	66680	66680
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	666,8	666,8	666,8	666,8	666,8
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	66013,2	66013,2	66013,2	66013,2	66013,2
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1175	1206	1235	1262	1289
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	77,565	79,612	81,526	83,309	85,091
НДС к выручке	млн.руб	11,832	12,144	12,436	12,708	12,979

Данная таблица показывает объём реализации электроэнергии за каждый год. Из всех представленных в таблице показателей изменяются Тариф на электроэнергию и Выручка от реализации электроэнергии, из этого можно сделать вывод, увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию.

## 7.2 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 ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на

среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	51,050
Прочие	274,0	54,811
Итого по ГЭС		105,861

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
от 1 до 5	0,06
от 6 до 15	0,09
от 16 до 25	0,14
свыше 25	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	27,081
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/МВт·ч	1,891
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/МВт·ч	0,550
Итого		29,527

Налог на воду в расчете на 1 МВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 13,5 руб.

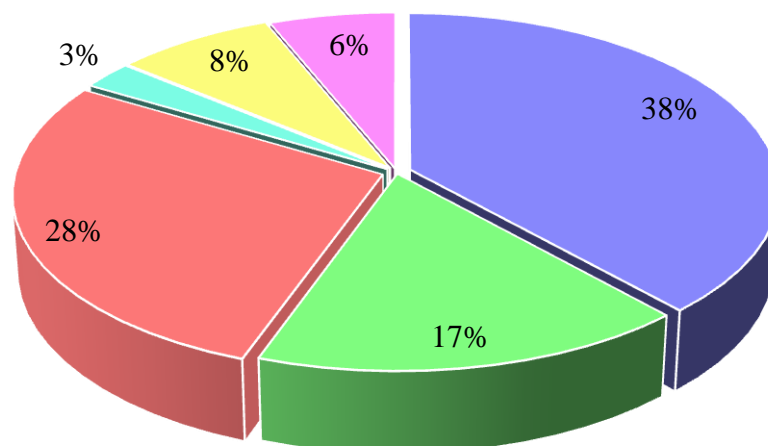
Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	94,236	103,646	103,646	103,646	103,646
Расходы на страхование, млн.руб.	36,071	38,175	37,180	36,185	35,190
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	105,861	105,861	105,861	105,861	105,861
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,254	2,386	3,486	3,392	3,299
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	29,526	29,526	29,526	29,526	29,526
Налог на воду, млн.руб.	21,384	23,328	23,328	23,328	23,328
Итого, млн.руб.	289,333	302,923	303,027	301,939	300,851

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы рисунок 7.1.



- Амортизационные отчисления
- Эксплуатационные расходы
- Расходы на услуги регулирующих компаний
- Расходы на страхование
- Расходы на ремонт производственных фондов
- Налог на воду

Рисунок 7.1– Структура текущих затраты по гидроузлу, %

Из рисунка 7.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 7.5.

Вывод: основную часть затрат по гидроузлу составляют амортизационные отчисления (38 %), эксплуатационные затраты несколько меньше (28 %), следом идут расходы на страхование (17 %), расходы на услуги регулирующих компаний составили всего 8 %.

### 7.3 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 – 13,5 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2027 – 2031 годы приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб.	311,763	321,472	329,896	338,850	347,591
НДС, млн.руб.	207,600	371,832	379,800	388,298	396,583
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,966	9,436	9,436	9,436	9,436
Налог на имущество, млн.руб.	85,870	83,589	81,309	79,029	76,749
Итого, млн.руб.	616,199	786,329	800,442	815,613	830,360

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль. Также видно, что на налог на добавленную стоимость(НДС) приходится значительная часть расходов ГЭС.

#### 7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7– Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	1733,6 6	1779,5 5	1822,5 1	1862,4 9	1902,3 2
Текущие расходы, млн.руб.	289,33	302,92	303,03	301,94	300,85
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1710,3 3	1756,2 2	1799,1 8	1839,1 6	1878,9 9
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1468,5 8	1499,6 4	1564,9 8	1611,2 6	1653,3 7
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	248,57	299,93	313,00	322,25	330,67
Ставка налога на прибыль,%	1220,0 1	1199,7 1	1251,9 8	1289,0 1	1322,7 0

Динамика расходов меньше, чем динамика доходов, следовательно, прибыль растет.

#### 7.5 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 7.2.

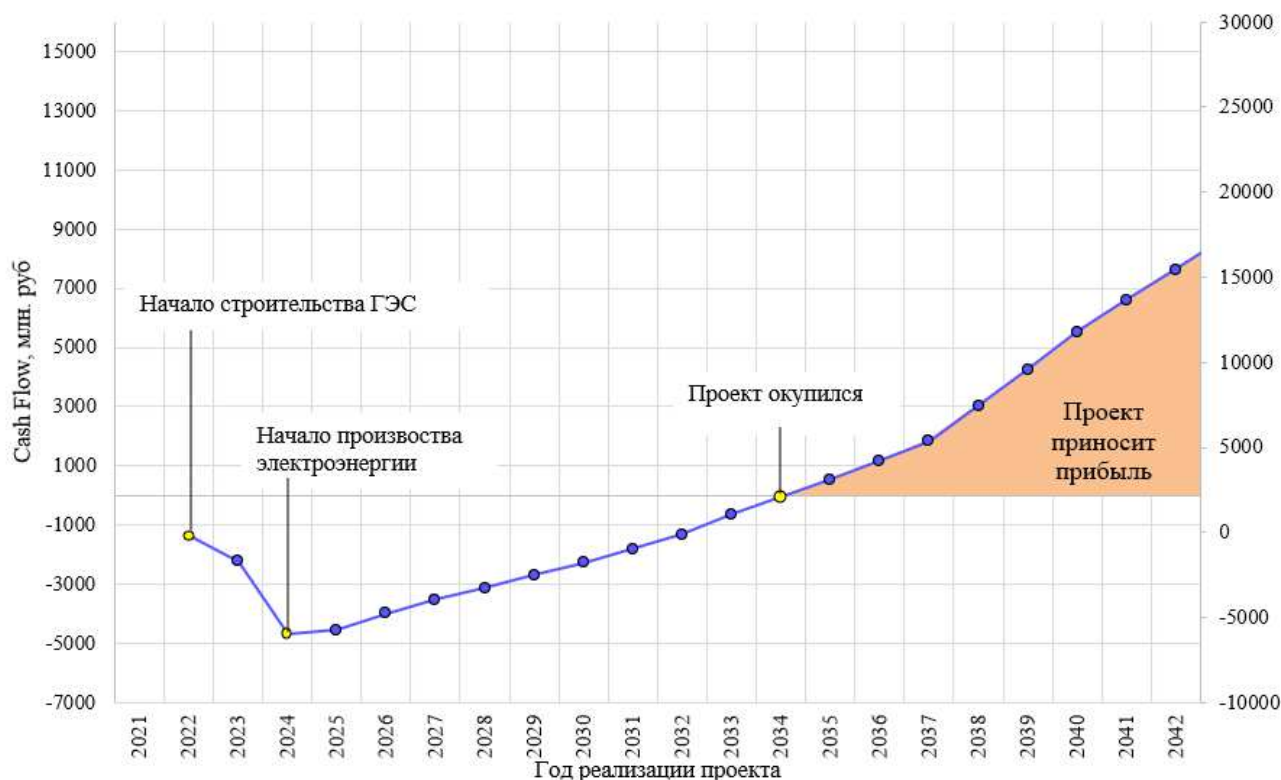


Рисунок 7.2 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из графика видно, что по данному проекту с начала реализации отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением. Начиная с середины 2024 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к середине 2034 года становится положительным. После доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

## 7.6 Оценка инвестиционного проекта

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

### 7.6.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:



а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Жигаловской ГЭС составляет 27 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## 7.6.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Жигаловская ГЭС на реке Лена»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	132
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1,537
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,31
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	14,67
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,27
Удельные капиталовложения, руб/Квт	75025

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит почти 1,6 млрд. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,27 руб./кВт·ч, что ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро». Это свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

### 7.6.3 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 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.Рублей	15,87	15,56	264,52	337,57	553,66
В региональный бюджет, млн.Рублей	0	3,98	75,43	89,95	85,87
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	15,87	19,54	318,57	404,19	616,20

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 таблица 7.9.

### 7.7 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности индекса доходности к изменениям:

- а) Объем инвестиций;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

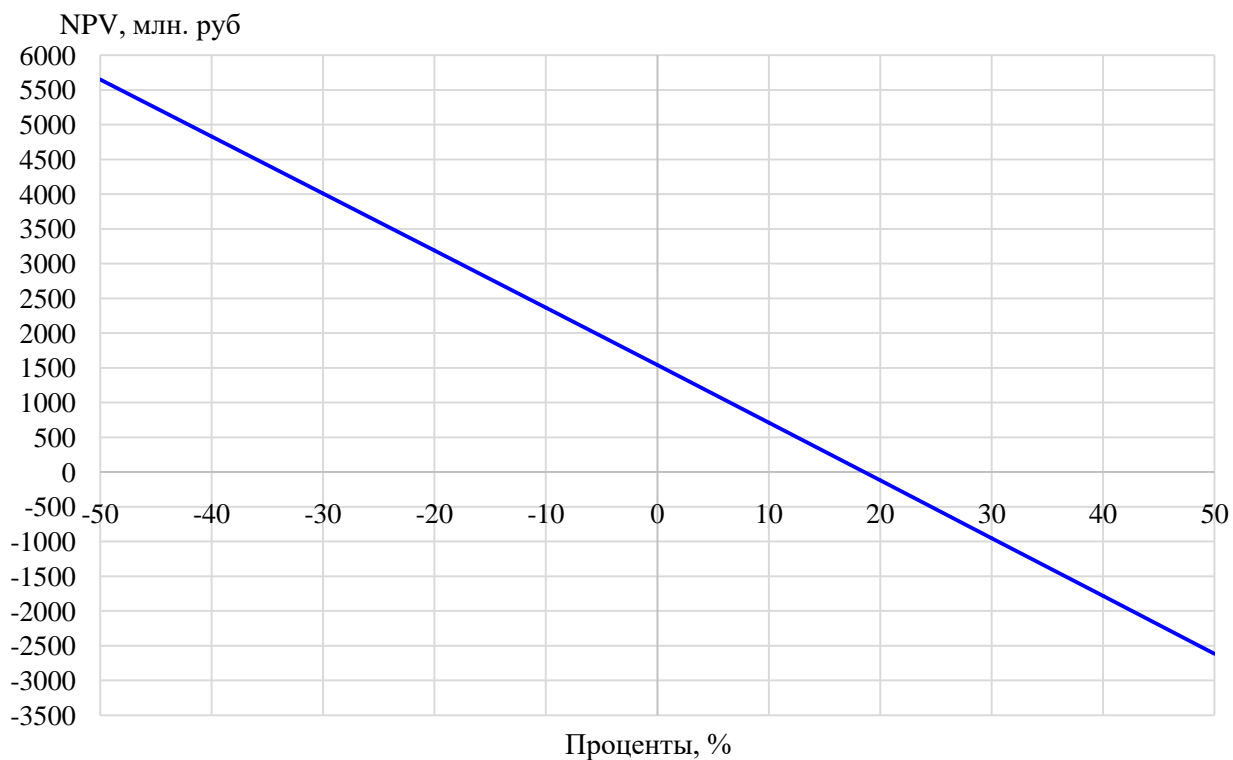


Рисунок 7.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения объёма инвестиций

График показывает, что увеличение ставки дисконтирование влечёт за собой уменьшение величины индекса доходности (PI).

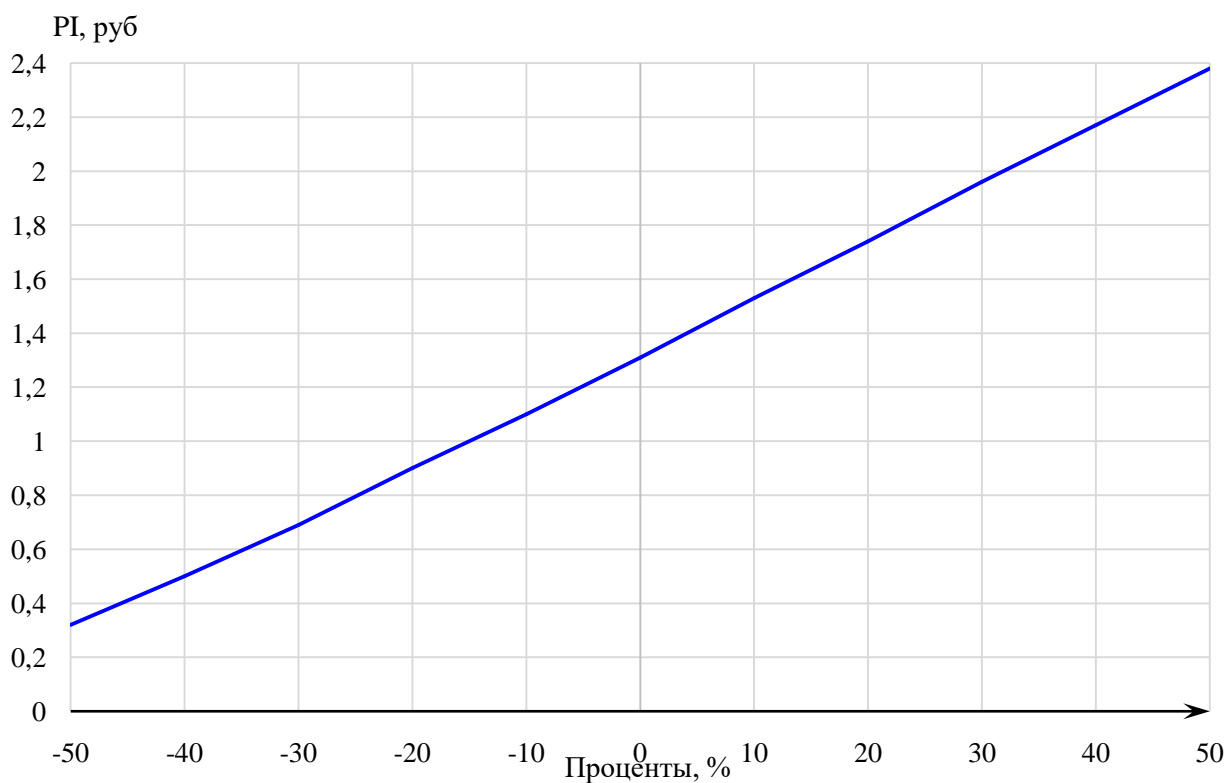


Рисунок 7.4 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечёт за собой увеличение величины PI.

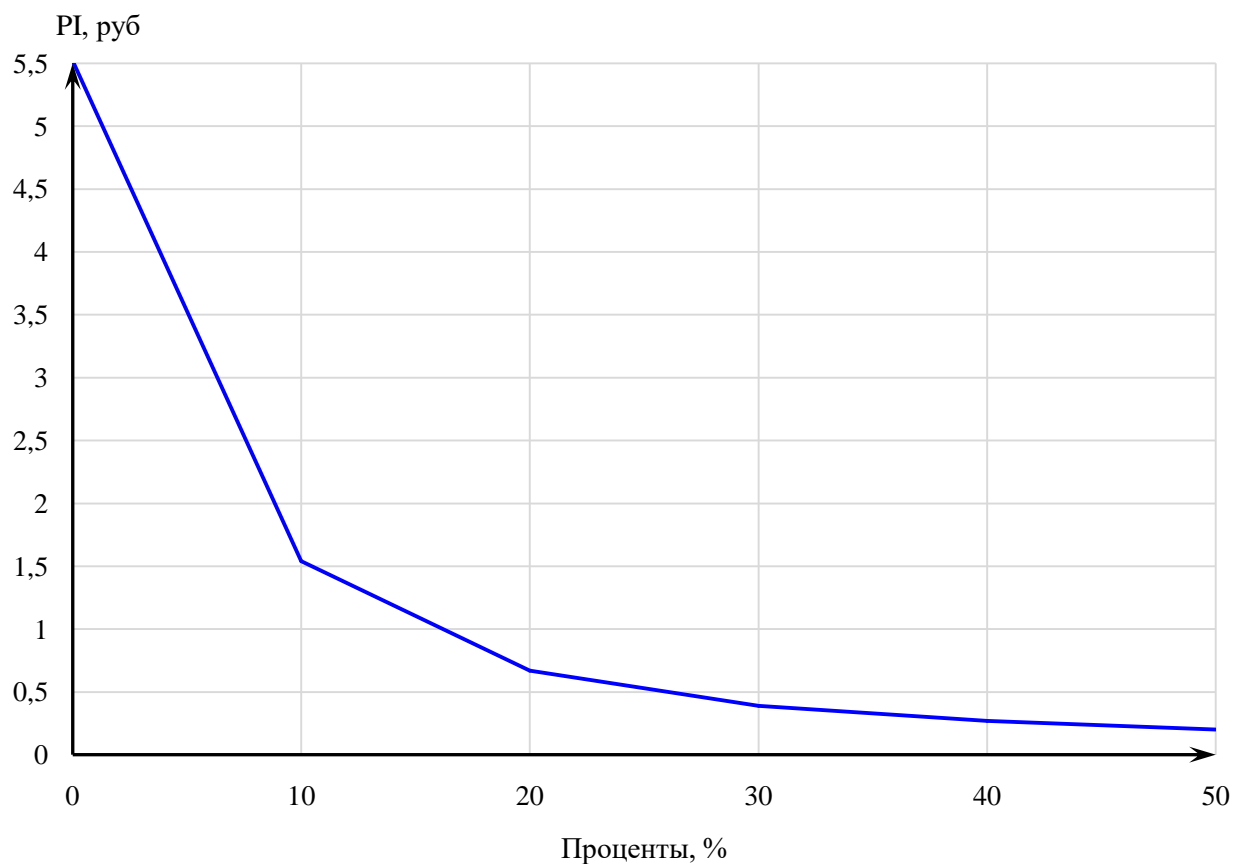


Рисунок 7.5 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечёт за собой уменьшение величины PI.

## **8 Охрана труда. Пожарная безопасность**

### **8.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Жигаловской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Нижнекамской ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Жигаловской ГЭС оснащаем контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

### **8.2 Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-

гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является:

- создание безопасных условий труда;
- обучение персонала безопасным приемам работ;
- приемам оказания первой помощи при несчастных случаях;
- выявление и устранение причин производственного травматизма;
- повышение культуры производства;
- разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

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

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных

уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

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

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

- оформление работ нарядом – допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учётом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску паводковых и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

### 8.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель энергетического предприятия обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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



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

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

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

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Жигалвоской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Все лица, поступающие работать на Жигаловскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренчерами – ось которых направлена в сторону обмотки. Следует

отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Силовые трансформаторы на ГЭС мощностью более 63 МВА и классом напряжения более 110 кВ являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

## 9 Охрана окружающей среды

### 9.1 Общие сведения о районе строительства

Лена (якут. Улахан-Юрях) - река в Восточной Сибири России, впадает в море Лаптевых Северного Ледовитого океана. Длина реки – 4400 км, площадь водосборного бассейна – 2490 тыс. км<sup>2</sup>. Лена берет начало в 10 километрах от озера Байкал, в зарастающем озере. Высота истока реки Лена примерно 920 метров. Протекает по 2 субъектам Российской Федерации – это Иркутская область и Республика Саха (Якутия). Что касается притоков, то они берут начало в Забайкальском, Красноярском и Хабаровском краях, а также на территории Бурятии и Амурской области. Такой охват географии азиатской части России определяет величие водоема.

Самый большой и главный приток Лены – река Алдан. В главное русло поступают притоки разной величины, обеспечивая полноводность на всем протяжении. К самым крупным притокам реки всего относят четыре реки: Витим (2714 км), Олёкма (2089 км), Алдан (1311 км), Вилюй (1102 км). Эти четыре реки по своим размерам значительно отличаются от других притоков Лены. Остальные притоки значительно меньше.

Лена — это одна из самых чистых рек мира. Русло реки не изменено человеком. На данный момент на реке не построено никаких плотин, ГЭС, или иных сооружений.

Каждый год на территории Сибири наблюдается продолжительная и холодная зима. За этот период на реке формируется мощный ледовый покров. Весной, в момент начала его движения, на разных участках русла можно отметить образование серьезных заторов льда, которые часто приводят к затоплению территории. Для экстренных служб это служит серьезной проблемой и требует постоянного наблюдения за состоянием льда.

Падение реки (разница высот истока и устья) составляет около 1500 метров. Таким образом, общий уклон Лены составляет 0,33 метра на километр, что довольно высокий показатель для равнинной реки. Большая часть течения проходит по Центрально-Якутской равнине. На протяжении русла отмечена максимальная глубина в 21 метр. Пойма, образованная рекой, довольно широкая и составляет до 20 километров. На некоторых участках можно выделить ярко выраженные террасы. Эти элементы прируслового рельефа покрыты характерными гривами, сформированными из намытого песка. Местами можно встретить сохранившиеся озера-старицы.

Навигационный сезон на Лене длится примерно с мая по сентябрь, в низовьях — на несколько месяцев дольше (до октября — ноября). В августе судоходство может прерываться из-за обмеления отдельных участков. В целом характер реки весьма неоднородный и сложный на всем протяжении — колебания глубин весьма существенны, часто случаются разливы, а русло вообще может менять свои границы. В среднем навигационный период на реке составляет 130-170 суток.

Питание и режим реки Лена определяются ее началом и протеканием в зоне вечной мерзлоты. Главный источник воды – талые и дождевые воды. Снеговой режим питания определяет сезонность в уровне воды в реке, пик которого приходится на позднюю осень, когда таяние снега достигает максимальных значений.

На большей части своего течения река полностью не заселена. Она протекает по заброшенным деревням и густым хвойными лесам. Территории совершенно девственны и не тронуты человеком, что делает ландшафты особенно уникальными.

Основная часть территории Иркутской области (около 80 %) занята таежными лесами. Только в южных районах представлена лесостепная растительность. В лесах преобладают хвойные породы - сосна, лиственница, кедр, пихта, ель. Хвойные леса занимают свыше 90 % лесопокрытой площади Иркутской области.

Лиственные леса образуют лишь небольшие очаги. В них распространены осина и береза. Встречаются тополь, ольха, ива, рябина, черемуха. Среди кустарниковых пород, образующих подлесок, выделяются калина, бузина, желтая акация, жимолость, шиповник, смородина, боярышник, багульник. Травянистый покров лесов представлен такими растениями, как брусника, черника, голубика, майник, грушанка, плаун, морошка, вейник, кисличка, папоротник, хвощи и др. Первые пять травянистых видов характерны для сосновых боров и сосново-лиственничных лесов, а хвощи и плауны - для темнохвойных таежных лесов Иркутской области.

Всего в пределах Иркутской области известно около 1800 видов растений, из которых свыше 600 - лекарственные. Некоторые из них занесены в Красную книгу – аир болотный, арсеньевия байкальская, весенник сибирский, ель сибирская голубая и другие.

В приангарских степях ботаники обнаружили 358 видов растений в том числе 35 видов злаков, 15 видов полыней. Из состава флоры исчезает ряд западносибирских видов, но присоединяются горные монголо-сибирские растения, наиболее распространены пырей гребенчатый, пырей ползучий, ковыль, вострец, тонконог, полынь, чабрец, гвоздика, зопник подмаренник и другие.

К редким растениям относятся такие представители местной флоры, как сосудистые, многочисленные виды мхов, различные виды лишайников и грибов.

Видовой состав:

На территории области можно встретить свыше 300 видов птиц, 75 видов млекопитающих, а также около 65 видов рыб. При этом 70 видов животных признаны редчайшими. В таежных районах чаще всего встречаются такие животные как северный олень, косули, кабан и лось. Из хищных животных область населяют рысь, россомаха, лисица, волк и даже соболь. Из грызунов в лесах водятся белки, зайцы, летяги, бурундуки, землеройки и мыши. В горно-лесных комплексах водятся изюбры (маралы), горные козлы, снежный баран, кабарга, сибирский горный козерог, пищухи, солонгон, черношапочные сурки.

Из птиц наиболее популярные: глухарь, тетерев, рябчик. Уникальные виды птиц: клест, оляпка, кедровка и даже даурская (бородатая) куропатка. Из других птиц водятся: кукиш, дятлы (седой, трехпалый, малый и большой), желна или черный дятел, канюки и др. На водоемы области для выведения потомства весной прилетают утки, гуси, лебеди, журавли, реже цапли.

Первостепенное промысловое значение имеют омуль, сиг, хариус, щука, налим, окунь, плотва, елец, карась. Такие ценные породы рыб, как осетр, стерлядь, таймень, ленок, язь, имевшие в прошлом важное промысловое значение, утрачивают его.

## **9.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Жигаловского ГУ 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 для эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

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

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Лена в нижнем бьефе Жигаловского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменение биологической продуктивности водного объекта из-за смены речного типа экосистемы на озерный.

Помимо этого, требуется произвести очистку ложа от древесной и кустарниковой растительности.

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

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

– технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими законодательными и нормативными документами:

1) Конституция РФ (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);

2) Федеральный закон «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;

3) Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;

4) Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;

5) Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996;

6) Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года № 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 № 69-ФЗ);

7) Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года № 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 № 309-ФЗ);

8) Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 года № 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 № 186-ФЗ);

9) Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 года № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 № 75-ФЗ);

10) Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 года № 166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 № 333-ФЗ);

11) Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;

12) Водный кодекс РФ № 74-ФЗ от 03.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.);

13) Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006;

Другие нормативные документы РФ.

### **9.3 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО РусГидро 06.02.76-2011 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

- состав и объемы работ по подготовке ложа водохранилища и зоны затопления определяются в разделе "Санитарно-технические условия по подготовке ложа водохранилища", представляемого на согласование в составе материалов по выбору площадок для строительства;

- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ. Указанные материалы должны приводиться в соответствующих разделах проекта. работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

- мероприятия, предусмотренные проектом для достижения нормативных показателей качества воды в водохранилище и нижнем бьефе, должны осуществляться с опережением сроков возведения основных гидротехнических сооружений и завершиться до начала заполнения водохранилища.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефах), подтопления и берегообрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП П-60-75 «Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов» и СНиП 2.06.15-85 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления».

В СТО РусГидро 06.02.76-2011 указываются следующие мероприятия по санитарной подготовке территории затопления:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, подлежащих выносу, а также мест массивного загрязнения;

- очистка от древесной и кустарниковой растительности;

- мероприятия в местах захоронений;

– подготовка прибрежных участков водохранилищ около населенных пунктов – санитарных зон.

В санитарную очистку территории включается:

– на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 50 см (0,5 м). Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте, металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;

– нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке;

– санитарная очистка территории животноводческих объектов, а также предприятия по хранению и обработке сырья животного происхождения, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, проводится следующим образом: навоз, навозные стоки и мусор обеззараживаются одним из методов, предусмотренных Общесоюзными нормами технологического проектирования систем удаления, обработки, обеззараживания, хранения, подготовки и использования навоза и помета (ОНТП17-81), после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля; почва животноводческих помещений, загонов, выгульных дворов и др. прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двутрети основной соли гипохлорита кальция (ДТС ГК) или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления, подтопления и берегообрушения и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м;

– очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию. Места расположения указанных сооружений должны быть перепаханы в зоне мертвого объема не позднее, чем за один весенне-летний сезон до заполнения водохранилища. В зоне сработки водохранилища, подтопления и берегообрушения на территории указанных сооружений необходимо производить выемку слоя загрязненного грунта до чистого, с вывозом его за пределы территории прогнозируемого подтопления и берегообрушения с последующим обеззараживанием территории сухой хлорной известью с засыпкой чистым грунтом;

– очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов;

– скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие) как функционирующие, так и нефункционирующие попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

При подготовке ложа водохранилища к затоплению будет производиться очистка от древесной и кустарниковой растительности. Лесосводка будет



производиться в объеме порядка 74 тыс. м<sup>3</sup>. Лесоочистка будет производиться в объеме порядка 46,3 тыс. м<sup>3</sup>.

Так как в зону затопления не попадают места захоронений, населенные пункты, предприятия и др. сооружения, подлежащие выносу, в мероприятиях по их санитарной очистке нет необходимости.

#### 9.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО 2020 – 8 22 201 01 21 5. Масса отходов ( $M$ ) может быть рассчитана по формуле (7.1):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (9.1)$$

где  $N$  – объем бетонных работ, м<sup>3</sup>;

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

$\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup>.

Объем бетонных работ для Жигаловской ГЭС составляет 221619 м<sup>3</sup>, тогда, согласно (9.1), масса отходов составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{525265 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 23636,93 \text{ т}.$$

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

Код отходов по ФККО 2020 – 4 61 010 01 20 5. Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением Ж РДС 82-202-96. Норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (9.2)$$

где  $N$  – количество арматуры, т;

$q$  – удельный норматив образования, %;

$\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$  – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup>.

Количество арматуры, укладываемой в бетон при строительстве Жигаловской ГЭС, составляет 5230 т. Тогда, согласно формуле (9.2), масса отходов арматуры составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{5230 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 104,6 \text{ т}.$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 23636,93 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 104,6 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

## **9.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Жигаловского 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 работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
  - окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

1. регулирование водным режимом водотока;
2. очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 50 км от Жигаловской ГЭС ниже по течению находится населенный пункт – с. Жигалово согласно СТО РусГидро 06.02.76-2011 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» от 25.09.2007 требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» от 14.03.2002 требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Лена от сбросов Жигаловской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны (ЗСО) источников питьевого водоснабжения села Жигалово, в пределах промплощадок объектов Жигаловской ГЭС регламентируется требованиями СП от 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.

## 10 Использование реле типа ДЗТ – 21 и ДЗТ – 23 для защиты трансформаторов, автотрансформаторов и блоков

### 10.1 Назначение и область применения

Дифференциальные защиты типа ДЗТ – 21 (ДЗТ – 23) предназначены для использования в качестве основной защиты силовых трансформаторов, автотрансформаторов и блоков генератор – трансформатор, генератор – автотрансформатор при всех видах коротких замыканий (КЗ).

Исполнение защиты трехфазное с общим выходом трёх фаз у ДЗТ – 21 и пофазным выходом у ДЗТ – 23, позволяющим её использование в качестве основной защиты группы однофазных силовых трансформаторов или автотрансформаторов.

Использование в защите новых принципов отстройки от бросков намагничивающего тока силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и переходных токов небаланса в сочетании с использованием торможения от токов плеч защиты для отстройки от установившихся и переходных токов небаланса позволяет снизить минимальную уставку по току срабатывания защиты до  $0,3I_{ном}$  трансформатора. Такая чувствительность обеспечивает выполнение пунктов 3.2.20 – 3.2.22 ПУЭ для трансформаторов и автотрансформаторов<sup>1</sup> и блоков генератор – трансформатор любой мощности.

Использование полупроводниковой элементной базы позволило кроме увеличения чувствительности в ряде случаев уменьшить потребляемую защитой мощность по цепям переменного и постоянного тока и повысить быстродействие по сравнению с широко применяемыми дифференциальными защитами на электромеханических реле типов РНТ – 560 и ДЗТ – 11.

Специальное выполнение входных цепей по переменному току обеспечивает правильную работу защиты при погрешности трансформаторов тока до 40 %. С учетом низкой потребляемой мощности в цепях переменного тока это может при необходимости облегчить выбор трансформаторов тока для дифференциальной защиты типа ДЗТ – 21 по кривым предельных кратностей.

Защита типа ДЗТ – 21 предназначена для работы при питании её от сети постоянного оперативного тока напряжением 220 или 110 кВ и от блоков питания с номинальным выходным напряжением выпрямленного тока 110 кВ.

Данная защита обеспечивает торможение (“процентное”) от арифметической полу суммы фазных токов двух групп трансформаторов тока. При необходимости иметь торможение от трёх или четырёх групп трансформаторов тока используются одна или две трёхфазные приставки дополнительного торможения типа ПТ – 1, которые должны поставляться комплектно с защитой.

Защита ДЗТ – 21 выполнена на вторичный номинальный ток 5 А. Подключение к трансформаторам тока с вторичным током 1 А производится

---

<sup>1</sup> Дальше в текст, если нет особого разделения, всё, что относится к трансформаторам, относится и к автотрансформаторам.

через выравнивающие автотрансформаторы тока типа АТ – 31, которые наряду с автотрансформаторами тока типа АТ – 32 используются также для выравнивания токов в плечах защиты. Общий диапазон выравнивания токов в плечах защиты с помощью АТ – 31 и АТ – 32 составляет от 0,34 до 31,3 А. Выравнивающие автотрансформаторы выполняются однофазными и должны поставляться комплектно с защитой.

## 10.2 Принцип действия и устройство защиты типа ДЗТ – 21

### 10.2.1 Отстройка защиты ДЗТ – 21 от бросков тока намагничивания

Бросок тока намагничивания возникает в трансформаторе при включении его под напряжением или при восстановлении напряжения при отключении внешнего КЗ. В защите ДЗТ - 21 принцип отстройки от броска тока намагничивания основан на одновременном использовании двух характерных свойств этого тока – наличия в нём в течение каждого периода значительных бестоковых пауз и второй гармонической слагающей. По наличию этих признаков и осуществляется блокирование защиты от броска тока намагничивания в защите ДЗТ – 21.

На рис. 10.1 показаны типичные осциллограммы изменения токов намагничивания  $i_A$ ,  $i_B$ ,  $i_C$  в трёх фазах трансформатора при подключении его к источнику симметричного напряжения (для упрощения осциллограмму напряжения приведена только для одной фазы А).

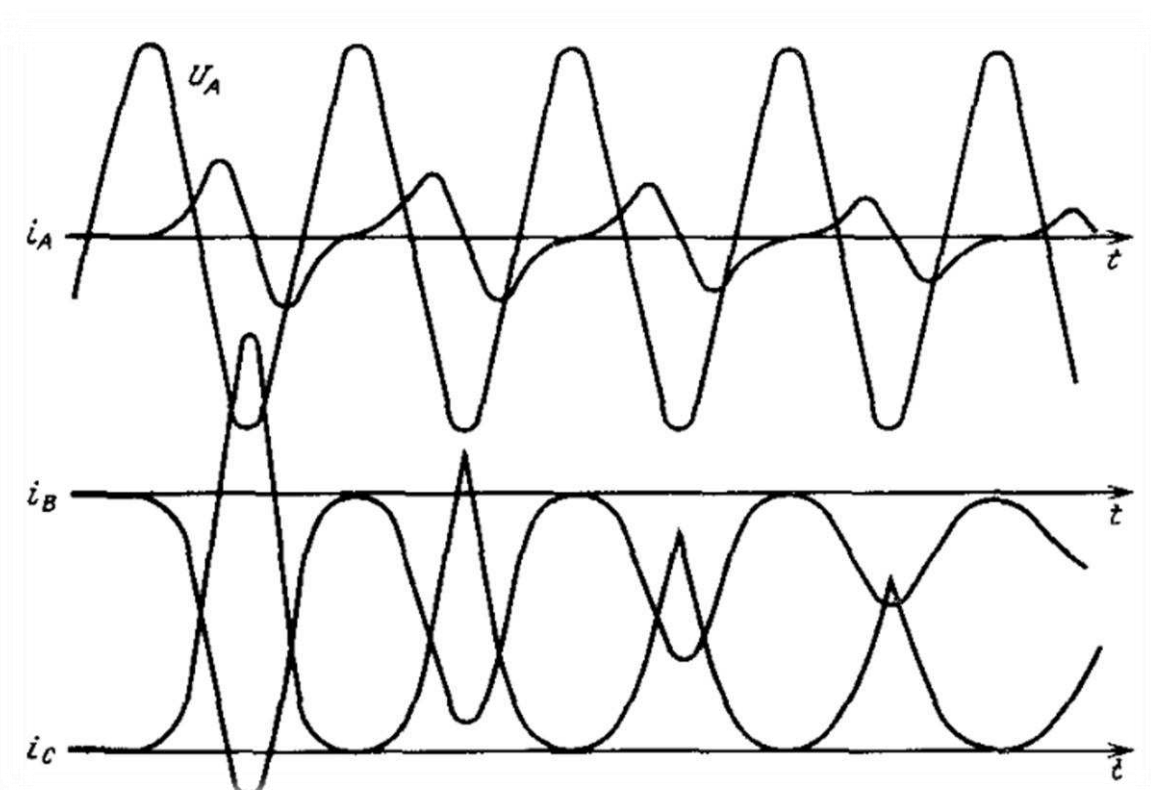


Рисунок 10.1 – Осциллограммы фазных токов и напряжения фазы А при включении трёхфазного трансформатора на холостой ход.

Бросок тока намагничивания однофазного трансформатора представляет ряд однополярных (апериодических) импульсов, аналогичных кривым токов  $i_B$  и  $i_C$ , приведенным на рисунок 10.1. Многочисленными опытами и теоретическими исследованиями установлено, что амплитуда апериодического броска тока намагничивания может достигать 6 – 8 – кратных значений по отношению к номинальному току трансформатора. Исследования показали, что при однополярных броска тока намагничивания длительность пауз между импульсами тока не может быть меньше 6,6 мс. Это свойство апериодического броска использовано в ДЗТ – 21 для блокирования защиты при наличии в кривой тока пауз длительностью более 4,5 – 5 мс. Такая длительность принята в этих реле в качестве уставки время – импульсного блокирования для отстройки от апериодического броска тока на намагничивание. Однако апериодический бросок характерен только для однофазного трансформатора.

Трёхфазная группа однофазных трансформаторов имеет обмотки, соединённые в треугольник, и токи отдельных фаз такой трансформаторной группы оказывают взаимное влияние. В трёхфазных трансформаторах дополнительно имеет место взаимное магнитное влияние фаз друг на друга. Поэтому бросок тока намагничивания в каждой фазе трёхфазного трансформатора образуется под взаимным воздействием токов всех фаз и может отличаться от описанного выше броска намагничивания однофазного трансформатора.

В трёхфазном трансформаторе и группе из трёх однофазных трансформаторов возможны условия, когда апериодические составляющие токов каждой из двух фаз примерно равны ( $i_B$ ,  $i_C$  на рисунок 10.1) и бросок тока намагничивания третьей фазы ( $i_A$  на рисунок 10.1) не содержит апериодической составляющей. Это так называемый периодический или разнополярный бросок тока намагничивания. Для образования разнополярного тока в реле дифференциальной защиты условия создаются также из-за соединения вторичных обмоток трансформаторов тока в треугольник, когда по обмотке реле протекает разность фазных токов.

Анализ гармонического состава кривых бросков токов намагничивания показал, что в них кроме рассмотренных пауз содержится значительная доля второй гармоники. При периодическом броске тока намагничивания вторая гармоника составляет не менее 40 % тока первой гармоники. Это свойство использовано в защите ДЗТ – 21 для блокирования её при периодическом броске тока намагничивания. В апериодическом броске тока намагничивания вторая гармоническая также есть, но её относительное содержание значительно меньше, чем при периодическом, и может составлять примерно 15 % первой гармоники. Использование этого относительно небольшого значения для блокирования защиты при апериодическом броске тока намагничивания возможно, но связано с трудностью создания фильтра с более высокой добротностью, а также приводит к замедлению защиты при отключении внутренних КЗ, особенно с большой кратностью тока, что является нежелательным. Поэтому в защите ДЗТ – 21 применен комбинированный время – импульсный метод блокирования защиты при появлении кривой тока пауз

заданной длительности в сочетании с торможением от второй гармоники дифференциального тока. Благодаря такому сочетанию обеспечиваются высокие чувствительность и быстродействие защиты.

### 10.2.2 Коррекция погрешностей трансформаторов тока

Принцип действия защиты ДЗТ – 21 обеспечивает блокировку защиты, как описано выше, если трансформаторы тока точно воспроизводят первичный ток, в том числе и при броске тока намагничивания трансформатора. В действительности же при насыщении трансформаторов тока условия трансформации апериодической составляющей существенно ухудшаются. При этом во вторичном тока трансформаторов тока появляются отрицательные полуволны, а бестоковые паузы практически исчезают. Ориентировочная форма такого “трансформированного” апериодического тока показана на рисунке 10.2. Относительное содержание второй гармоники в “трансформированном” апериодическом токе больше, чем в первичном тока включения.

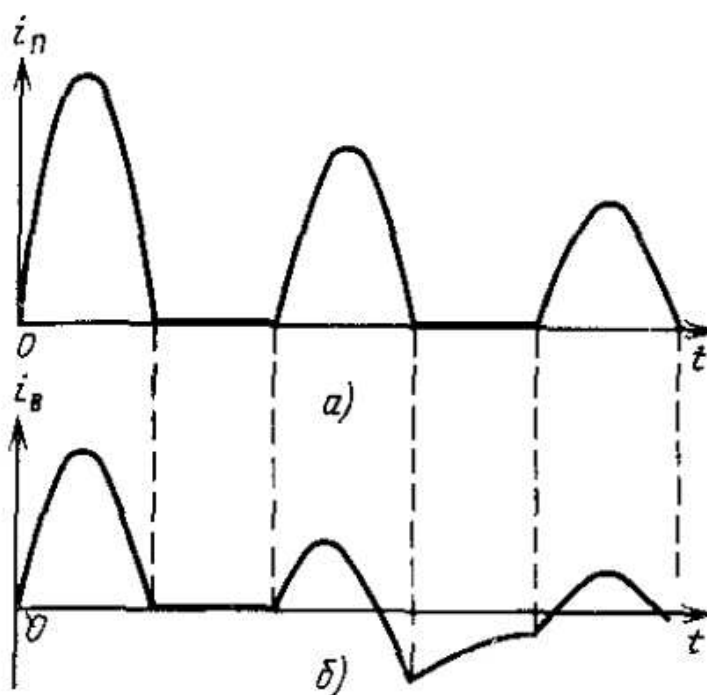


Рисунок 10.2 – Трансформация броска тока намагничивания трансформаторов тока

*a* – первичный ток трансформатора тока  $i_n$ ; *b* – вторичный ток трансформатора тока  $i_B$

Для обеспечения правильной работы защиты необходима корректировка формы кривой вторичного тока трансформаторов тока в режиме их насыщения. Отстройка ДЗТ – 21 от “трансформированных” токов включения достигается восстановлением бестоковых пауз с помощью корректирующего звена. Корректирующее звено выполнено по схеме, состоящей из трансреактора, вторичная обмотка которого нагружена на активное сопротивление. При этом

обеспечивается правильная передача пауз в режиме как однополярного тока включения, так и разнополярного периодического.

Корректирующее звено повышает надежность работы защиты при КЗ с большими кратностями токов, особенно при наличии периодической составляющей, когда трансформаторы тока насыщаются и в их вторичном токе появляются паузы, длительность которых в течение некоторого времени может превышать 4,5 – 5,0 мс. В этом режиме корректирующее звено способствует уменьшению длительности пауз на своём входе, благодаря чему обеспечивается правильная работа время – импульсной схемы защиты при погрешности трансформаторов тока более 10 %.

Ориентировочные кривые токов на входе рабочей цепи и на выходе корректирующего звена для периодического разнополярного, апериодического однополярного и апериодического “трансформированного” бросков тока намагничивания показаны на рисунок 10.3.

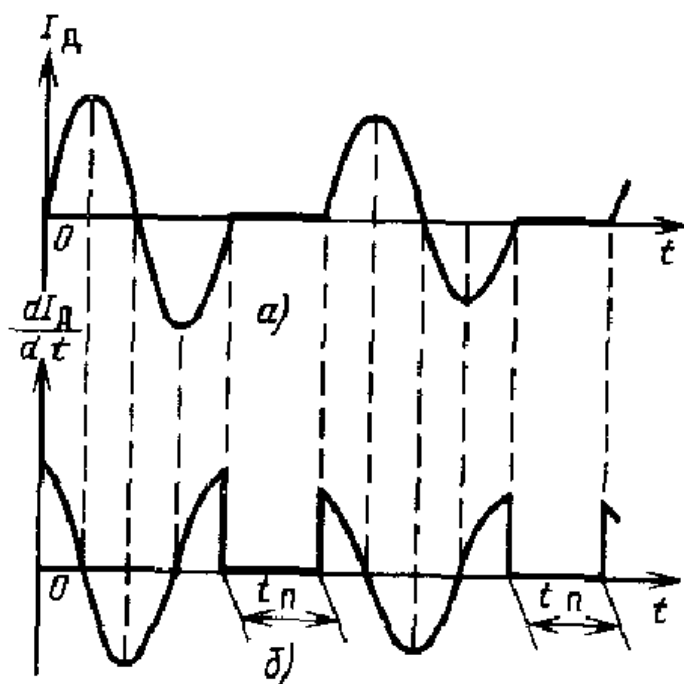


Рисунок 10.3 – Осциллограммы тока на входе рабочей цепи  $I_D$  (а) и на выходе корректирующего звена  $\frac{dI_D}{dt}$  (б) при периодическом разнополярном броске тока намагничивания

Ориентировочные кривые токов на входе рабочей цепи и на выходе корректирующего звена при протекании тока КЗ с периодической составляющей при ненасыщенных и насыщенных трансформаторах тока дана на рисунок 10.4.



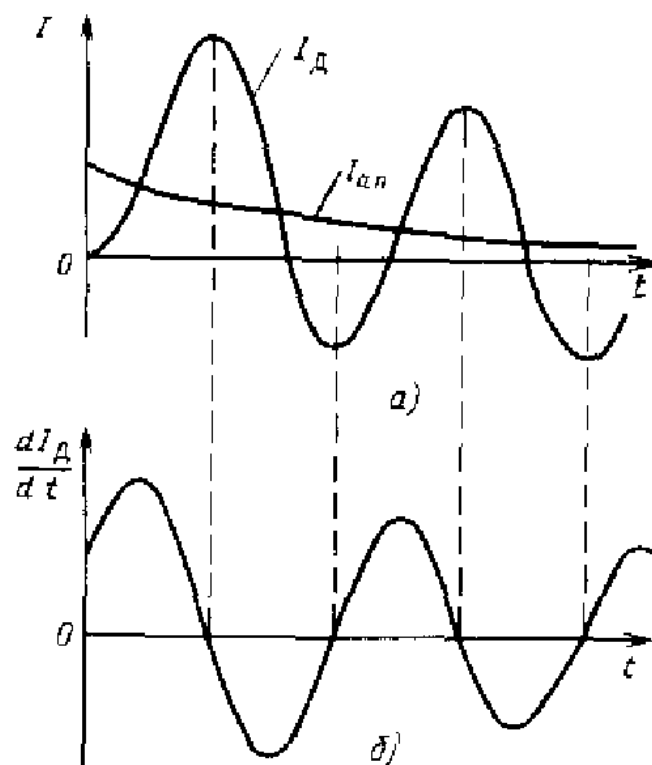


Рисунок 10.4 – Осциллограммы тока на входе рабочей цепи  $I_D$  (а), на выходе корректирующего звена  $\frac{dI_D}{dt}$  (б) при аperiodической составляющей  $I_{ap}$  в токе КЗ и ненасыщенных трансформаторах тока

На рисунок 10.5 показаны кривые первичного и вторичного токов и индукции в трансформаторе тока в режиме глубокого насыщения при переходном режиме. Для качественной оценки принята прямоугольная характеристика намагничивания (ПХН) трансформатора тока. Из рис. 10.5 видно, что вторичный ток  $i_B$  будет отсутствовать (появятся паузы  $t_n$ ) при достижении индукцией Виндукции насыщения. Паузы будут повторяться до тех пор, пока кривая  $i_B$  не станет симметричной относительно оси времени.

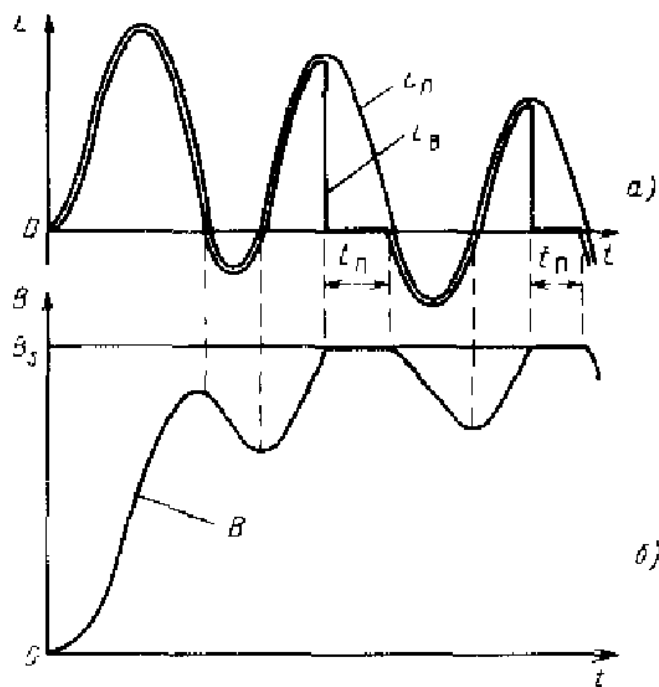


Рисунок 10.5 – Осциллограммы первичного  $i_n$  и вторичного  $i_b$  токов (а) и индукции  $B$  (б) в трансформаторе тока с ПХН в режиме глубокого насыщения

Для обеспечения достаточного быстродействия защиты в целом необходимо, чтобы в переходных режимах была обеспечена работы чувствительного измерительного органа при токах, меньших двухкратного тока срабатывания отсечки, при котором обеспечивается быстродействие последней. Для этого трансформаторы тока защиты целесообразно рассчитать по кривым предельным кратностей для удвоенного тока срабатывания отсечки. Время срабатывания отсечки при двойной кратности тока на входе защиты находится в пределах 20 – 25 мс и с ростом кратности тока равномерно уменьшается. Поскольку время срабатывания – импульсной схемы больше периода промышленной частоты, введение дифференциальной отсечки уменьшает вероятность замедления защиты в целом, т. е. приводит к повышению её быстродействия.

Торможение от второй гармоники, используемое в основном для отстройки от периодических бросков тока намагничивания, также создаёт возможность замедления срабатывания защиты в переходном режиме при насыщении трансформаторов тока.

### 10.2.3 Отстройка от внешних коротких замыканий

Аналогично дифференциальным защитам с торможением на электромагнитных реле (например, типа ДЗТ – 11) для отстройки от установившихся, а также переходных токов небаланса используют так называемое “процентное” торможение от токов плеч защиты.

Требование отстройки от небаланса переходного режима внешнего КЗ с помощью “процентного” торможения (в совокупности с другими факторами)

является определяющим, поскольку форма тока небаланса переходного режима при определенных условиях может оказаться такой, что время – импульсный принцип и торможение от второй гармоники будут недостаточными для обеспечения надежной отстройки защиты.

### 10.3 Структурная схема защиты

Структурная схема защиты, представленная на рисунок 10.6, содержит: рабочую цепь РЦ и цепь торможения от второй гармонической составляющей ТЦ1, на вход которой подается ток дифференциальной цепи  $I_D$ ; цепь процентного торможения ТЦ2, на вход которой подается ток плеч защиты  $I_1$  и  $I_2$ ; время – импульсный реагирующий орган РО; дифференциальную отсечку ДО, на вход которой с выхода РЦ подается выпрямленный ток; усилитель У, на вход которого подключаются выходы РО всех трех фаз (для реле ДЗТ-23 – три усилителя для каждой фазы); выходные реле ВР, на которые подается выход У и выходы ДО; блок питания БП, служащий источником питания РО, У, ВР. На вход РО с выхода рабочей цепи РЦ подается рабочий ток  $i_p$ , выпрямленный по схеме двухполупериодного выпрямления без сглаживания, а с выходов тормозных цепей ТЦ1 и ТЦ2 – токи смещения  $i_{см1}$  и  $i_{см2}$ , выпрямленные по схеме двухполупериодного выпрямления со сглаживанием и направленные встречно  $i_p$ .

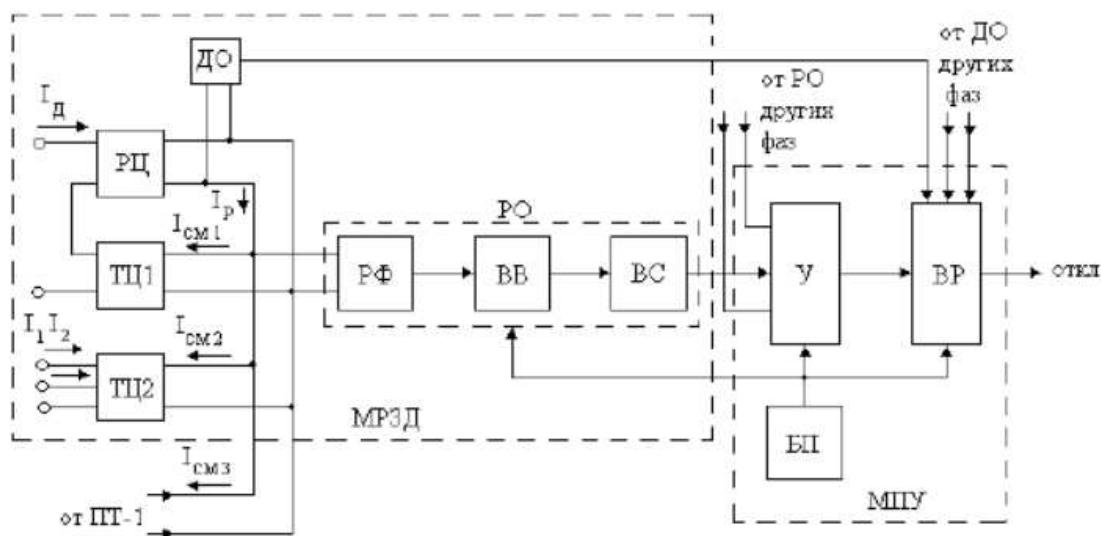


Рисунок 10.6 – Структурная схема защиты

Элементы РЦ, ТЦ1, ТЦ2, ДО и РО входят в модуль реле защиты дифференциальный МРЗД, отдельный для каждой фазы.

Элементы У, ВР и БП являются общими для всех трёх фаз защиты и входят в модуль питания и управления МПУ.

## 10.4 Устройство защиты

Дифференциальная защита ДЗТ – 21 выполнена трёхфазной, трёхрелейной. Три модуля дифференциальных реле 1МРДЗ – 3МРДЗ, а также модуль питания и управления МПУ, в который входят усилитель, параметрический стабилизатор питания, полупроводниковая часть, выходные промежуточные реле, устанавливаются в общей кассете. Схема модуля представлена на рисунке 10.7.

В зависимости от конкретной схемы и параметров защищаемого трансформатора, автотрансформатора или блока генератор – трансформатор дополняется необходимым числом выравнивающих автотрансформаторов тока и приставок дополнительного торможения, которые устанавливаются на панели защиты отдельно от кассеты.

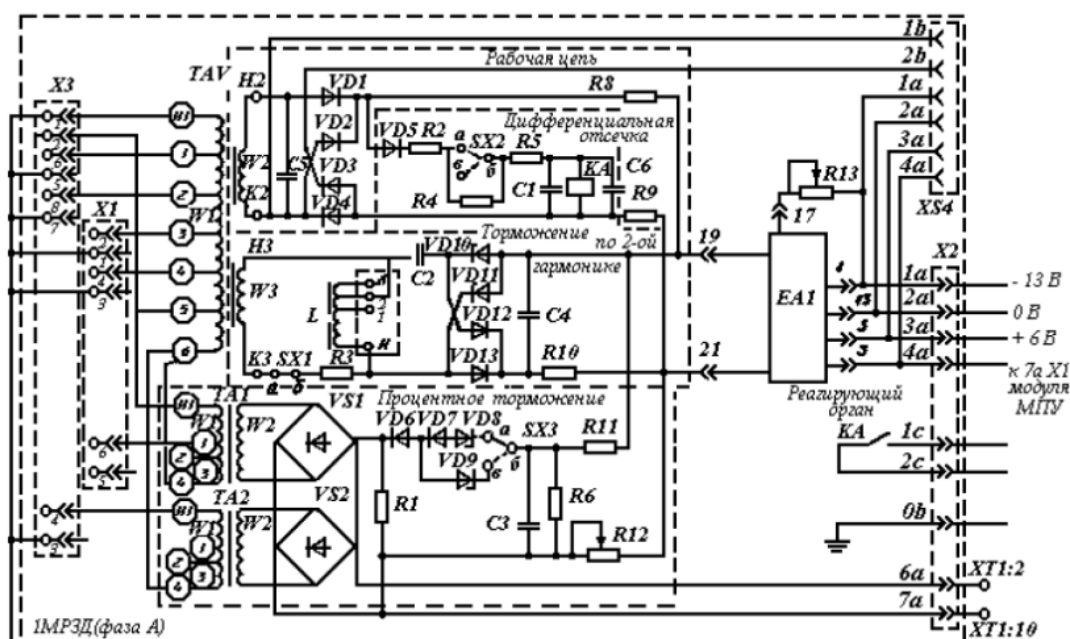


Рисунок 10.7 – Принципиальная схема дифференциального модуля МРДЗ

Рабочая цепь состоит из трансреактора  $TAV$ , выпрямительного моста на диодах  $VD1 - VD4$ , резисторов  $R8, R9$  и конденсатора  $C5$ . Трансреактор, наряду с выполнением функций корректирующего звена, является согласующим и изолирующим элементом. Ответвления от его первичной обмотки служат для выравнивания токов в плечах защиты в диапазоне от 2,5 до 5 А.

Промежуточные автотрансформаторы  $TL1$  и  $TL2$  – для выравнивания вторичных токов; промежуточные трансформаторы  $TL3$  и  $TL4$  и выпрямители  $VS1$  и  $VS2$  – для формирования цепи торможения от фазных токов; трансреактор  $TAV$  – для формирования цепи торможения током второй гармоники при помощи фильтра  $ZF$  и питания токовой отсечки  $KA$ ; реагирующий орган  $PO$  – для создания управляющего сигнала. Стабилитрон  $VD$  обеспечивает запрет торможения при небольших токах.

## 10.5 Выбор уставок

Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (10.1)$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 298,22 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5229,62 \text{ А}.$$

По полученным токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и коэффициента схемы, так как обмотка ВН трансформатора соединена в “звезду”, следовательно обмотка трансформатора тока соединена в “треугольник”:

$$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{I_{\text{НОМ.Т}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (10.2)$$

$$I_{\text{НОМ.В.ВН}} = \frac{298,22 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 6,45 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.В.НН}} = \frac{5229,62 \cdot 1}{6000/5} = 4,36 \text{ А}.$$

Выбирается ток ответвления трансреактора реле для стороны, принятой за основную – НН:

$$I_{\text{ОТВ.НОМ.ОСН}} \leq I_{\text{НОМ.В.НН}}, \quad (10.3)$$

$$4,6 \text{ А} \leq 4,36 \text{ А}.$$

Рассчитывается ток ответвления трансреактора реле для неосновной стороны – ВН:

$$I_{\text{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН}} = I_{\text{НОМ.В.ВН}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.В.НН}}}{I_{\text{ОТВ.НОМ.ОСН}}}, \quad (10.4)$$

$$I_{\text{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН}} = 6,45 \cdot \frac{4,36}{4,6} = 6,11 \text{ А},$$

Выбирается тип автотрансформаторов тока, которые включаются в плечо защиты, в зависимости от тока ответвления на ВН. Выбран АТ – 32, так как данный автотрансформатор тока обеспечивает выравнивание токов от 5,0 до 31,3 А, в отличие от АТ – 31. Характеристики АТ - 32, необходимые для расчета, представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Характеристики АТ - 32

Наименование	Значение
Номинальный ток рассматриваемого включения, А	6,0
Номера используемых ответвлений автотрансформатора тока, к которым подводятся вторичные токи, в плечах защиты	1-11
Номинальный ток используемого ответвления реле, А	3,0
Номера используемых ответвлений автотрансформатора тока, к которым подключается реле	1-8

Для определения номинального тока ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения реле и приставки дополнительного торможения необходимо вычислить расчетный ток цепи торможения:

$$I_{\text{отв.торм.ном}} \leq I_{\text{отв.торм.расч}}, \quad (10.5)$$

где

$$I_{\text{отв.торм.расч}} = \frac{I_{\text{ном.в.ВН}}}{k_{\text{АТ}}} = \frac{6,45}{2,0} = 3,23 \text{ А}, \quad (10.6)$$

$$k_{\text{АТ}} = \frac{I_{\text{ном.вкл.АТ}}}{I_{\text{ном.отв.реле}}} = \frac{6,0}{3,0} = 2,0, \quad (10.7)$$

где  $k_{\text{АТ}}$  – коэффициент трансформации автотрансформаторов тока;

$$3,0 \text{ А} \leq 3,23 \text{ А}.$$

Выбирается уставка “начала торможения”, так как питание двухстороннее – от генератора и системы, принимается уставка равная 1,0.

Определяется ток торможения полный:

$$I_{\text{торм.нач.п}} = 0,5 \cdot I_{\text{ном.в.нн}} \left( k_{\text{ток}} \cdot \frac{I_{\text{отв.торм.ном}}}{I_{\text{отв.торм.расч}}} \right). \quad (10.8)$$

где  $k_{\text{ток}}$  – коэффициент токораспределения, равный 1;

$$I_{\text{торм.нач.п}} = 0,5 \cdot 5229,62 \left( 1 \cdot \frac{3,0}{3,23} \right) = 2428,6 \text{ А.}$$

Рассчитывается ток небаланса в режиме, соответствующем “началу торможения”:

$$I_{\text{нб.торм.нач}} = I'_{\text{нб.торм.нач}} + I''_{\text{нб.торм.нач}} + I'''_{\text{нб.торм.нач}}, \quad (10.9)$$

где

$$I'_{\text{нб.торм.нач}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{торм.нач.п}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2428,6 = 242,86 \text{ А,} \quad (10.10)$$

$$I''_{\text{нб.торм.нач}} = (\Delta U_{\alpha} \cdot k_{\text{ток}}) \cdot I_{\text{торм.нач.п}} = (0,05 \cdot 1) \cdot 2428,6 = 121,43 \text{ А,} \quad (10.11)$$

$$I'''_{\text{нб.торм.нач}} = \frac{I_{\text{отв.торм.расч}} - I_{\text{отв.торм.ном}}}{I_{\text{отв.торм.расч}}} \cdot I_{\text{торм.нач.п}} = \frac{3,23 - 3,0}{3,23} \cdot 2428,6 = 172,94 \text{ А,} \quad (10.12)$$

где  $k_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока, принимается равным 1;

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока равен 1;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принятый 10%;

$\Delta U_{\alpha}$  – предел регулирования напряжения по ПБВ, равен 5 %;

$$I_{\text{нб.торм.нач}} = 242,86 + 121,43 + 172,94 = 537,23 \text{ А.}$$

Вычисляется первичный минимальный ток срабатывания защиты по двум условиям:

– отстройки от расчётного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем “началу торможения”:

$$I_{\text{с.з.мин}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.торм.нач}}, \quad (10.13)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки от тока небаланса, принимаемый равным 1,5;

$$I_{с.з.min} \geq 1,5 \cdot 537,23 = 805,85 \text{ А.}$$

– отстройки от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ:

$$I_{0,3min} = 0,3 \cdot I_{ном.НН}, \quad (10.14)$$

$$I_{0,3min} = 0,3 \cdot 5229,62 = 1568,89 \text{ А.}$$

За расчетное принимается большее из полученных расчётных значений:

$$I_{с.з.min} = 1568,89 \text{ А.}$$

Определяется относительный минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения:

$$I_{с.р.min} = \frac{I_{с.з.min} \cdot k_{сх}}{k_{тт} \cdot I_{отв.ном.осн}}, \quad (10.15)$$

$$I_{с.р.min} = \frac{1568,89 \cdot 1}{6000 / 5 \cdot 4,6} = 0,28.$$

Первичный максимальный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ:

$$I_{к.max} = \frac{U_{ном} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (x_T + x_{ген})} = \frac{242 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (51,54 + 110,25)} = 864 \text{ А.} \quad (10.16)$$

$$I_{к.max} = \frac{U_{ном} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (x_T + x_c)} = \frac{242 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (51,54 + 0,39)} = 2691 \text{ А,} \quad (10.17)$$

где  $x_c$  – сопротивление системы;

$$x_c = \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}} = \frac{242^2}{150 \cdot 10^3} = 0,39 \text{ Ом.} \quad (10.18)$$

Из полученных за расчетное значение выбирается наибольший  $I_{к.max} = 2691 \text{ А.}$

Коэффициент торможения:



$$k_{\text{торм}} = \frac{\Delta I_{\text{с.р.}}}{0,5\Delta \Sigma I_{\text{торм}}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} - I_{\text{с.р. min}}}{0,5\Delta \Sigma I_{\text{торм.нач.п}} - I_{\text{торм.нач}}},$$

(10.19)

где

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}},$$

(10.20)

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к.мах}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2691 = 538,2 \text{ А},$$

(10.21)

$$I''_{\text{нб.расч}} = (\Delta U_{\alpha} \cdot k_{\text{ток}}) \cdot I_{\text{к.мах}} = (0,05 \cdot 1) \cdot 2691 = 134,55 \text{ А},$$

(10.22)

$$I'''_{\text{нб.расч}} = \frac{I_{\text{отв.АТ.ном}} - I_{\text{отв.АТ.}}}{I_{\text{отв.АТ.ном}}} \cdot I_{\text{к.мах}} = \frac{6,0 - 3,0}{6,0} \cdot 2691 = 1345,5 \text{ А},$$

(10.23)

где  $k_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока, принимается равным 2;

$$I_{\text{нб.расч}} = 538,2 + 134,55 + 1345,5 = 2018,25 \text{ А}.$$

$$k_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot \frac{2015,45 \cdot 4,6}{298,22} - 0,28}{0,5 \cdot \frac{2428,62}{298,22} \cdot \left(\frac{4,6}{4,6} + \frac{3,23}{3,0}\right) - 1,0} = 1,32.$$

Первичный ток срабатывания отсечки по условию отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме КЗ на шинах:

$$I_{\text{с.отс.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}},$$

(10.24)

$$I_{\text{с.отс.расч}} \geq 1,5 \cdot 2018,25 = 3027,38 \text{ А}.$$

Уставка на реле по току срабатывания отсечки, так как ответвления рабочей цепи реле выбраны примерно равными вторичным токам в соответствующих плечах защиты:

$$I_{\text{с.отс}} = 6 \cdot I_{\text{отв.ном}},$$

(10.25)

Как правило, чувствительность защиты при  $I_{\text{с.з}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном}}$  обеспечивается с большим запасом, поэтому нет необходимости в её расчете.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения дипломного проекта были рассчитаны и определены основные элементы Жигаловского гидроузла на реке Лена, являющимся сооружением Пкласса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев:

- основного (при обеспеченности 1%)  $Q_{1\%} = 568,00 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- поверочного (при обеспеченности 0,1%)  $Q_{0,1\%} = 667,00 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность  $N_{\text{уст}} = 190 \text{ МВт}$  и среднегоголетняя выработка  $\mathcal{E}_{\text{ср.мнг}} = 1,66 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$ .

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

$$\begin{aligned} H_{\min} &= 42,50 \text{ м}; \\ H_{\text{расч}} &= 52,95 \text{ м}; \\ H_{\max} &= 63,50 \text{ м}. \end{aligned}$$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет  $407,8 \text{ м}^3/\text{с}$ .

При выборе турбины рассматривалось два варианта РО75а-В и РО75б-В. По результатам расчетов был определён оптимальный вариант с двумя гидротурбинами РО75а-В-500.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин подобран гидрогенератор СВ-1130/140-48ТС4 с номинальной активной мощностью 100 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений (2 одиночных блока и 3 отходящих воздушных линий) КРУЭ 220 кВ «с двумя сборными шинами». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочный трансформатор ТДЦ-125000/220-У1;
- трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗС-4000/13,8;
- для ВЛЭП – сталеалюминевые провода АС-240/32.

В качестве генераторного комплекса был принят VB1 от SIEMENS.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружения входят:

- правобережная бетонная глухая плотина – 249,00 м;
- станционная часть плотины – 73,00 м;

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 22,00 м;
- водосбросная бетонная плотина с глубинным водосливом – 22,00 м;
- левобережная грунтовая глухая плотина – 431,00 м;

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 43,4 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 430,15 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий – 80 м;
- отметка гребня – 504,00 м;
- ширина гребня – 20,0 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяются две водобойные стенки.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надёжности сооружения составляет 1,3 для сочетания нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,2). Таким образом, плотина Жигаловского гидроузла отвечает требованиям надёжности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНИП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 11 лет;
- себестоимость – 0,27 руб./кВт.

Таким образом, строительство Жигаловского гидроузла в настоящее время является актуальным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы».
2. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ».
3. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
4. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
5. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. – Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
6. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
7. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
8. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. Введён в действие приказом ОАО «РусГидро» от 30.07.2012 №665.
9. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. Введён в действие приказом ОАО «РусГидро» от 19.09.2011 №1001.
10. СТО 17230282.27.140.022 – 2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введён в действие приказом ОАО «РусГидро» от 30.06.2008 №324.
11. СТО 17330282.140.016 – 2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введён в действие приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 №310.
12. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.

13. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор».
15. 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.
16. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. – 180 с.
17. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ».
18. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 – 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат».
19. СТО 17330282.27.140.020–2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
20. Правило устройства электроустановок (ПУЭ. 7-е изд. – Глава 3). – М.: ЭНАС, 2003.
21. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, - 96 с., ил.
22. Голанцов Е.Б., Молчанов В. В. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ – 21 (ДЗТ – 23). – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 88 с.: ил.
23. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро».
24. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНИП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
25. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНИП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
26. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНИП 2.06.05-84\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
27. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев: Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

28. Киселёв П. Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П. Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
29. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНИП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
30. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНИП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
31. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24 – 16 – 1/20-113.
32. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24 – 16 – 1/20-113.
33. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.».
34. «Налоговый кодекс Российской Федерации (часть первая)» от 31.07.1998 N 146-ФЗ (ред. от 17.02.2021)// Собр. Законодательства Рос. Федерации. – 2000. - № 146-ФЗ. – Ст. – 12 – 13.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А – Водно – энергетические расчёты

Таблица А.1 – Гидрологический ряд для реки Лена

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.- Год
1936	29	31	38	41	268	417	558	235	204	128	79	63	174
1937	35	45	45	55	188	235	366	204	167	137	72	62	134
1938	44	49	52	141	224	314	496	465	262	199	90	73	201
1939	41	53	55	97	121	191	194	139	124	76	45	18	96
1940	9	12	14	24	183	212	360	184	172	107	62	43	115
1941	20	25	32	35	220	286	428	203	187	116	53	46	138
1942	38	40	51	103	150	443	466	429	146	93	47	34	170
1943	33	34	37	75	132	132	199	132	125	50	43	43	86
1944	24	25	34	71	127	178	270	227	159	105	58	51	111
1945	26	34	44	115	196	211	247	200	189	129	95	80	130
1946	30	43	56	73	146	172	270	141	126	99	84	48	107
1947	36	38	41	84	231	249	307	235	223	135	57	48	140
1948	27	35	43	82	215	309	428	441	420	186	108	76	197
1949	57	57	60	94	250	272	289	203	184	113	56	47	140
1950	42	44	46	58	132	139	257	171	137	65	40	42	98
1951	26	27	33	43	128	162	510	228	147	120	42	30	125
1952	28	30	32	48	156	191	326	315	178	126	53	44	127
1953	32	33	34	39	122	124	192	154	125	43	29	27	79
1954	20	23	25	31	129	198	248	129	126	61	27	26	87
1955	22	22	23	38	151	203	260	132	127	56	44	37	93
1956	29	30	30	35	132	273	277	136	125	38	34	33	98
1957	23	24	27	43	192	155	156	300	219	103	52	37	111
1958	23	23	27	29	121	122	122	122	121	35	27	26	67
1959	18	19	26	42	152	186	419	318	190	110	46	43	131
1960	36	37	39	67	268	310	370	180	141	83	49	46	135
1961	34	37	38	141	183	264	305	301	224	112	52	51	145
1962	40	41	41	93	132	272	363	326	133	64	35	32	131
1963	32	34	35	57	196	220	298	296	239	111	55	54	136
1964	34	35	46	61	134	166	374	167	137	83	34	34	109
1965	34	35	37	49	146	237	406	335	176	123	53	52	140
1966	41	41	44	63	135	265	349	342	150	103	41	33	134
1967	33	35	36	135	164	252	310	231	221	142	85	64	142
1968	45	50	55	137	186	256	404	195	182	104	52	49	143
1969	41	30	29	69	127	137	229	205	134	65	25	32	94
1970	30	31	32	75	123	224	340	128	125	68	36	26	103
1971	22	24	25	60	172	209	268	170	135	82	51	40	105
1972	29	31	33	67	158	188	314	158	109	60	40	34	102
1973	29	31	33	49	266	307	349	307	201	88	64	47	148
1974	25	28	33	38	127	215	383	134	121	43	34	33	101
1975	28	29	30	71	380	199	217	205	166	90	37	34	124
1976	30	32	33	46	124	205	211	144	120	34	33	29	87
1977	23	24	27	33	120	122	176	166	122	35	32	32	76
1978	20	21	27	52	123	250	267	260	143	57	30	21	106
1979	22	24	26	36	121	160	234	149	121	65	40	36	86
1980	19	20	21	30	121	196	243	196	125	72	35	32	92
1981	20	21	24	32	122	123	172	122	120	50	34	25	72
1982	19	20	22	56	233	261	421	237	127	84	43	43	130
1983	30	31	38	41	211	310	367	301	276	166	67	47	157



Продолжение приложения А  
Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. Год
1984	41	42	49	59	120	215	370	135	124	53	30	28	105
1985	18	20	25	43	141	262	315	262	146	117	50	48	121
1986	32	33	36	61	121	293	306	138	121	67	44	38	107
1987	21	23	27	35	126	182	210	162	125	92	43	23	89
1988	41	72	76	104	237	317	551	274	233	107	67	64	179
1989	41	47	53	78	154	261	265	183	121	73	36	33	112
1990	31	35	38	64	164	209	273	183	162	99	57	48	114

Таблица А.2 – Средние расходы за год в маловодный период и период половодья

№ строк	P, %	Ср.год, м3/с	Годы	Qмеж., м3/с	Годы	Qпол., м3/с	Годы
1	2	201	1938	93	1938	363	1948
2	4	197	1948	80	1988	352	1938
3	5	179	1988	79	1948	336	1936
4	7	174	1936	76	1967	327	1942
5	9	170	1942	75	1945	319	1988
6	11	157	1983	70	1968	294	1983
7	13	148	1973	69	1949	286	1973
8	14	145	1961	66	1961	265	1941
9	16	143	1968	65	1937	260	1965
10	18	142	1967	63	1947	256	1982
11	20	140	1947	62	1946	255	1961
12	21	140	1949	60	1983	254	1960
13	23	140	1965	58	1936	253	1959
14	25	138	1941	58	1942	250	1963
15	27	135	1960	55	1939	249	1947
16	29	135	1963	55	1965	249	1966
17	30	134	1937	54	1963	245	1962
18	32	134	1966	53	1990	244	1968
19	34	131	1945	52	1944	240	1949
20	36	131	1959	52	1966	236	1967
21	38	131	1962	52	1989	235	1951
22	39	130	1982	51	1952	233	1952
23	41	127	1952	51	1960	233	1975
24	43	125	1951	49	1962	232	1937
25	45	124	1975	49	1973	225	1985
26	46	121	1985	48	1950	222	1940
27	48	115	1940	47	1941	209	1945
28	50	114	1990	47	1964	209	1978
29	52	112	1989	46	1951	204	1957
30	54	111	1957	46	1975	198	1990
31	55	110	1944	46	1985	197	1989
32	57	109	1964	45	1943	196	1974
33	59	107	1946	44	1957	196	1986
34	61	107	1986	44	1986	195	1964
35	63	106	1978	43	1959	193	1984
36	64	105	1971	43	1970	191	1944

Продолжение приложения А  
Окончание таблицы А.2

№ строк	Р, %	Qср.год, м3/с	Годы	Qмеж., м3/с	Годы	Qпол., м3/с	Годы
37	66	105	1984	43	1971	191	1971
38	68	103	1970	43	1984	189	1956
39	70	102	1972	42	1969	188	1970
40	71	101	1974	42	1972	185	1972
41	73	98	1950	41	1982	176	1980
42	75	98	1956	39	1940	175	1955
43	77	96	1939	38	1987	171	1946
44	79	94	1969	35	1955	167	1950
45	80	93	1955	35	1979	166	1954
46	82	93	1980	34	1953	166	1969
47	84	89	1987	34	1976	161	1976
48	86	87	1954	33	1956	161	1987
49	88	87	1976	33	1974	157	1979
50	89	86	1943	33	1980	154	1939
51	91	86	1979	32	1978	144	1943
52	93	79	1953	30	1954	143	1953
53	95	76	1977	30	1977	141	1977
54	96	72	1981	29	1981	132	1981
55	98	67	1958	27	1958	122	1958

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (первая итерация)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Месяц	Расходы											Объёмы вдхр			Отметки ВБ			Зиб, м	НгЭС, м	НгЭС, МВт	Нгар, МВт
	Qбыт м³/с	Qшл. м³/с	Qф, м³/с	Qисп, м³/с	Qл, м³/с	Qпол.б, м³/с	Qвдхр, м³/с	Qвхк, м³/с	QГЭС, м³/с	Qх.сбр, м³/с	Qнб, м³/с	Vнач, км³	ΔV, км³	Vкон, км³	Знач.ВБ, м	Зкон.ВБ, м	Зср.ВБ, м				
<b>XI</b>	37	0	1	0	1,4	35	75,0	60	110	0	111	1,606	0,194	1,412	500,00	498,44	499,22	437,54	61,28	59	59
<b>XII</b>	33	0	1	0	2,3	30	118,0	60	148	0	149	1,412	0,306	1,106	498,44	495,35	496,9	437,97	58,53	75	75
<b>I</b>	20	0	1	0	2,7	16	144,0	60	160	0	161	1,106	0,373	0,733	495,35	489,75	492,55	438,08	54,07	75	75
<b>II</b>	22	0	1	0	1,5	20	119,0	60	139	0	140	0,733	0,308	0,425	489,75	484,68	487,22	437,88	48,94	59	59
<b>III</b>	24	0	1	0	0,7	22	37,0	60	59	0	60	0,425	0,096	0,329	484,68	482,43	483,56	436,69	46,47	24	по ВХК
<b>IV</b>	34	0	1	0	-5,4	38	21,0	60	59	0	60	0,329	0,054	0,275	482,43	480,73	481,58	436,69	44,49	23	по ВХК
<b>V</b>	123	0	1	1	-3,2	124	-65,0	60	59,0	0	60	0,275	-0,168	0,443	480,73	485,03	482,88	436,69	45,79	24	по ВХК
<b>VI</b>	162	0	1	2	0	159	-100,0	60	59,0	0	60	0,443	-0,259	0,702	485,03	489,26	487,15	436,69	50,06	26	по ВХК
<b>VII</b>	238	0	1	2	0	235	-176,0	60	59,0	0	60	0,702	-0,456	1,158	489,26	495,99	492,63	436,69	55,54	29	по ВХК
<b>VIII</b>	151	0	1	2	0	148	-89,0	60	59,0	0	60	1,158	-0,231	1,389	495,99	498,25	497,12	436,69	60,03	31	по ВХК
<b>IX</b>	123	0	1	1	0	121	-62,0	60	59,0	0	60	1,389	-0,161	1,550	498,25	499,53	498,89	436,69	61,8	32	по ВХК
<b>X</b>	60	0	1	0	0	59	0,0	60	59,0	0	60	1,550	0	1,550	499,53	499,53	499,53	436,69	62,44	32	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.4– Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (итоговая итерация)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Месяц	Расходы											Объёмы вдхр			Отметки ВБ			Зиб, м	Нгэс, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
	Qбыт м³/с	Qшл. м³/с	Qф, м³/с	Qисп, м³/с	Qл, м³/с	Qпол.б, м³/с	Qвдхр, м³/с	Qвхк, м³/с	Qгэс, м³/с	Qх.сбр, м³/с	Qнб, м³/с	Vнач, км³	ΔV, км³	Vкон, км³	Знач.ВБ, м	Зкон.ВБ, м	Зср.ВБ, м				
<b>XI</b>	37	0	1	0	1,4	35	72,0	60	107	0	108	1,606	0,187	1,419	500,00	498,49	499,25	437,5	61,35	57	57
<b>XII</b>	33	0	1	0	2,3	30	113,0	60	143	0	144	1,419	0,293	1,126	498,49	495,6	497,05	437,92	58,73	73	73
<b>I</b>	20	0	1	0	2,7	16	138,0	60	154	0	155	1,126	0,358	0,768	495,6	490,31	492,96	438,03	54,53	73	73
<b>II</b>	22	0	1	0	1,5	20	111,0	60	131	0	132	0,768	0,288	0,480	490,31	485,7	488,01	437,79	49,82	57	57
<b>III</b>	24	0	1	0	0,7	22	37,0	60	59	0	60	0,480	0,096	0,384	485,7	483,81	484,76	436,69	47,67	24	по ВХК
<b>IV</b>	34	0	1	0	-5,4	38	21,0	60	59	0	60	0,384	0,054	0,330	483,81	482,46	483,14	436,69	46,05	24	по ВХК
<b>V</b>	123	0	1	1	-3,2	124	-65,0	60	59	0	60	0,330	-0,168	0,498	482,46	486,01	484,24	436,69	47,15	24	по ВХК
<b>VI</b>	162	0	1	2	0	159	-100,0	60	59	0	60	0,498	-0,259	0,757	486,01	490,13	488,07	436,69	50,98	26	по ВХК
<b>VII</b>	238	0	1	2	0	235	-176,0	60	59	0	60	0,757	-0,456	1,213	490,13	496,6	493,37	436,69	56,28	29	по ВХК
<b>VIII</b>	151	0	1	2	0	148	-89,0	60	59	0	60	1,213	-0,231	1,444	496,6	498,69	497,65	436,69	60,56	31	по ВХК
<b>IX</b>	123	0	1	1	0	121	-62,0	60	59	0	60	1,444	-0,161	1,606	498,69	499,98	499,34	436,69	62,25	32	по ВХК
<b>X</b>	60	0	1	0	0	59	0,0	60	59	0	60	1,606	0	1,606	499,98	500,00	499,99	436,69	62,90	32	по ВХК

Продолжение приложения А

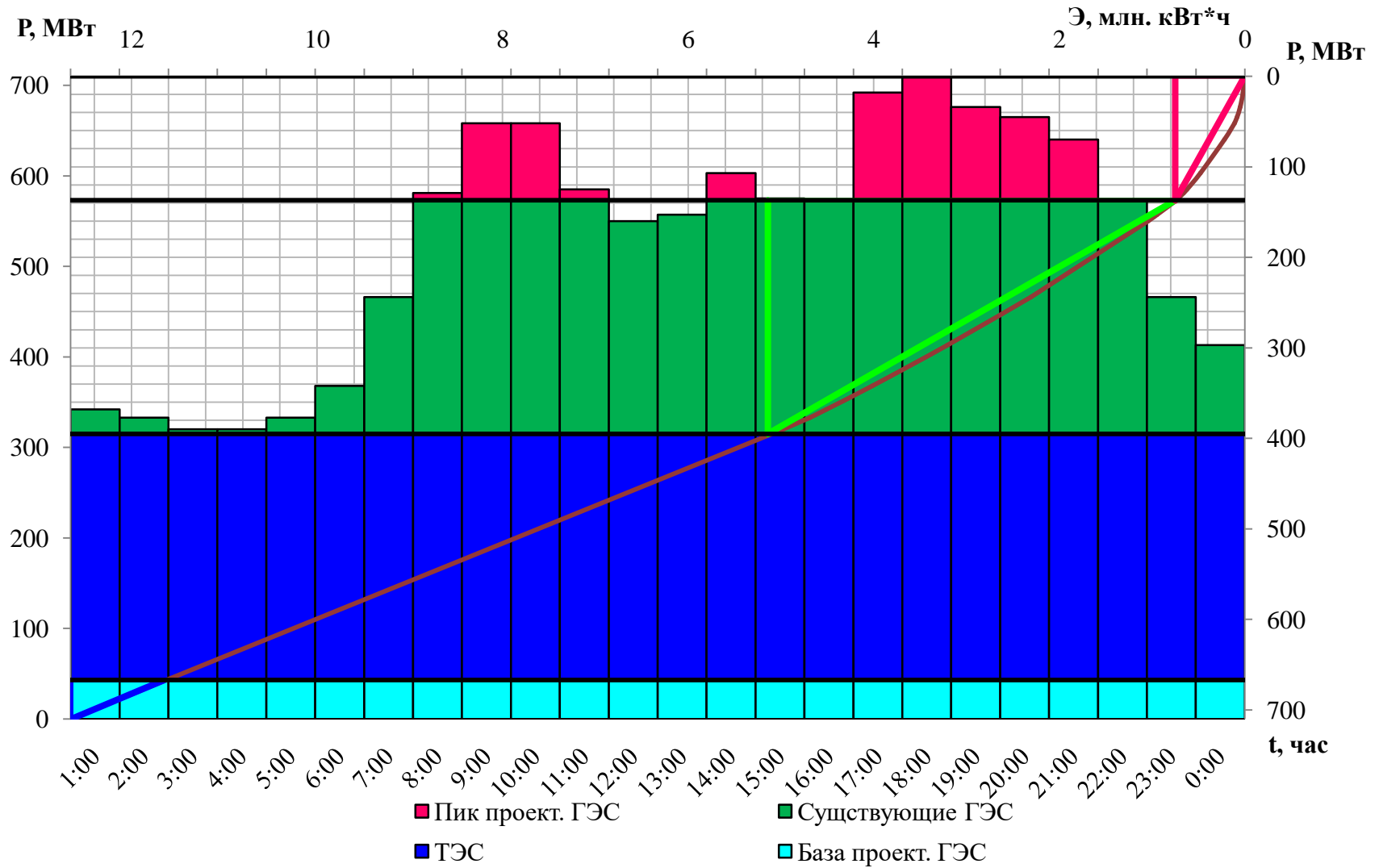


Рисунок А.1 – ИКН для января

Продолжение приложения А

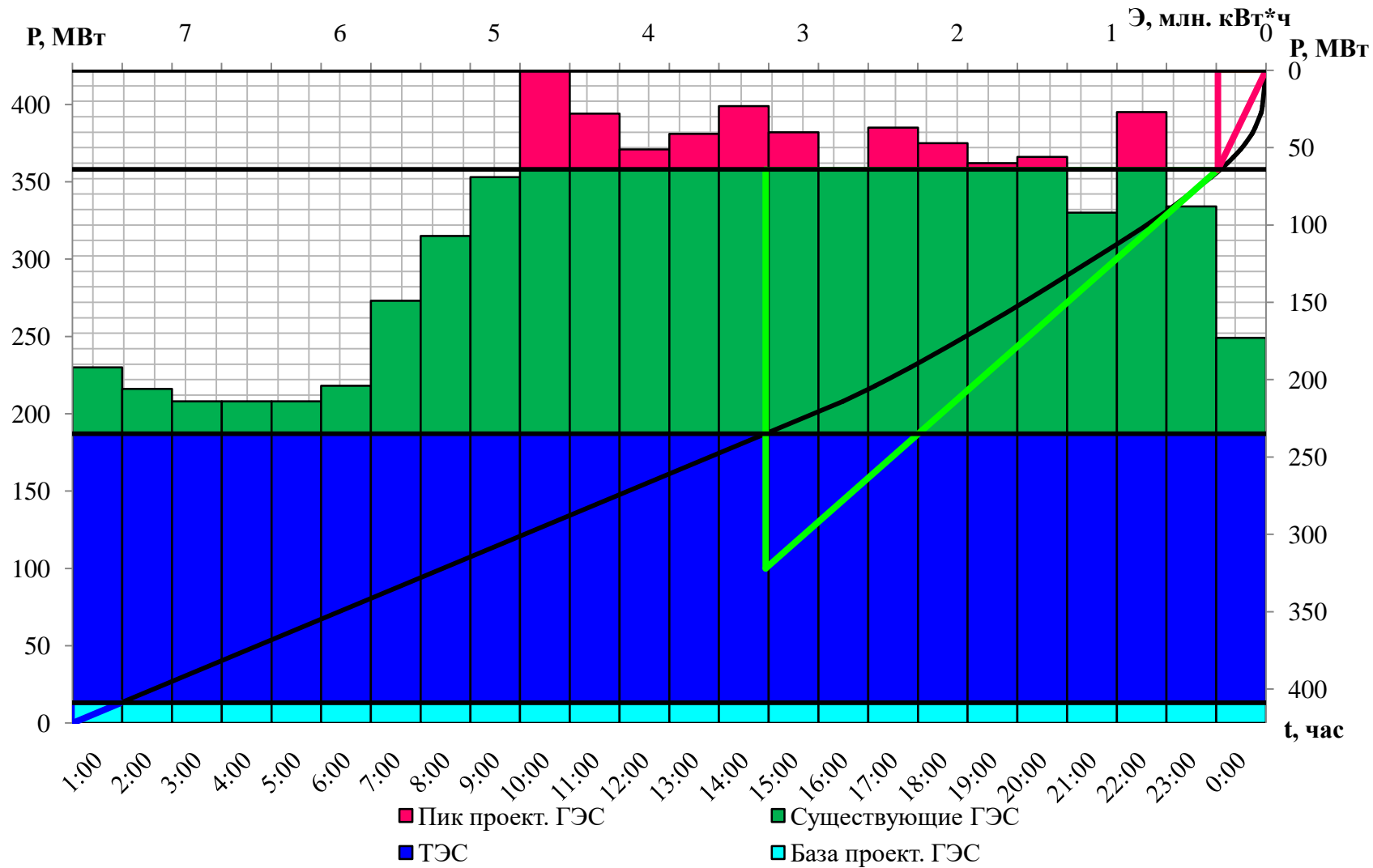


Рисунок А.2 – ИКН для июня

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Месяц	Расходы											Объёмы вдхр			Отметки ВБ			Зиб, м	НгЭС, м	НгЭС, МВт	Нгар, МВт
	Qбыт м³/с	Qшл. м³/с	Qф, м³/с	Qисп, м³/с	Qл, м³/с	Qпол.б, м³/с	Qвдхр, м³/с	Qвхк, м³/с	QГЭС, м³/с	Qх.сбр, м³/с	Qнб, м³/с	Vнач, км³	ΔV, км³	Vкон, км³	Знач.ВБ, м	Зкон.ВБ, м	Зср.ВБ, м				
XI	51	0	1	0	1,4	47	60	60	107	0	108	1,606	0,156	1,450	500,00	498,74	499,37	437,5	61,47	57	57
XII	42	0	1	0	2,3	39	103	60	142	0	143	1,450	0,267	1,183	498,74	496,27	497,51	437,91	59,2	73	73
I	37	0	1	0	2,7	24	128	60	152	0	153	1,183	0,332	0,851	496,27	491,62	493,95	438,01	55,54	73	73
II	31	0	1	0	1,5	29	98	60	127	0	128	0,851	0,254	0,597	491,62	487,62	489,62	437,75	51,47	57	57
III	33	0	1	0	0,7	32	63	60	95	0	96	0,597	0,163	0,434	487,62	484,86	486,24	437,33	48,51	40	по ВХК
IV	57	0	1	0	-5,4	60	40	60	100	0	101	0,434	0,104	0,330	484,86	482,46	483,66	437,4	45,86	40	по ВХК
V	172	0	1	1	-3,2	172	-101	60	71	0	72	0,330	-0,262	0,592	482,46	487,54	485	436,93	47,67	29	по ВХК
VI	219	0	1	2	0	216	-140	60	76	0	77	0,592	-0,363	0,955	487,54	493,23	490,39	437,02	52,97	35	по ВХК
VII	286	0	1	2	0	282	-148	60	134	0	135	0,955	-0,384	1,339	493,23	497,83	495,53	437,82	57,31	67	по ВХК
VIII	191	0	1	2	0	188	-61	60	127	0	128	1,339	-0,158	1,497	497,83	499,11	498,47	437,75	60,32	67	по ВХК
IX	169	0	1	1	0	166	-33	60	133	0	134	1,497	-0,086	1,583	499,11	499,8	499,46	437,81	61,25	71	по ВХК
X	88	0	1	0	0	87	-9	60	78	0	79	1,583	-0,023	1,606	499,80	500,00	499,9	437,05	62,45	42	по ВХК

По данным расчёта получили среднегодовую выработку:  $\sum \mathcal{E} = 0,468$  млрд. кВт · ч.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Основное и вспомогательное оборудование

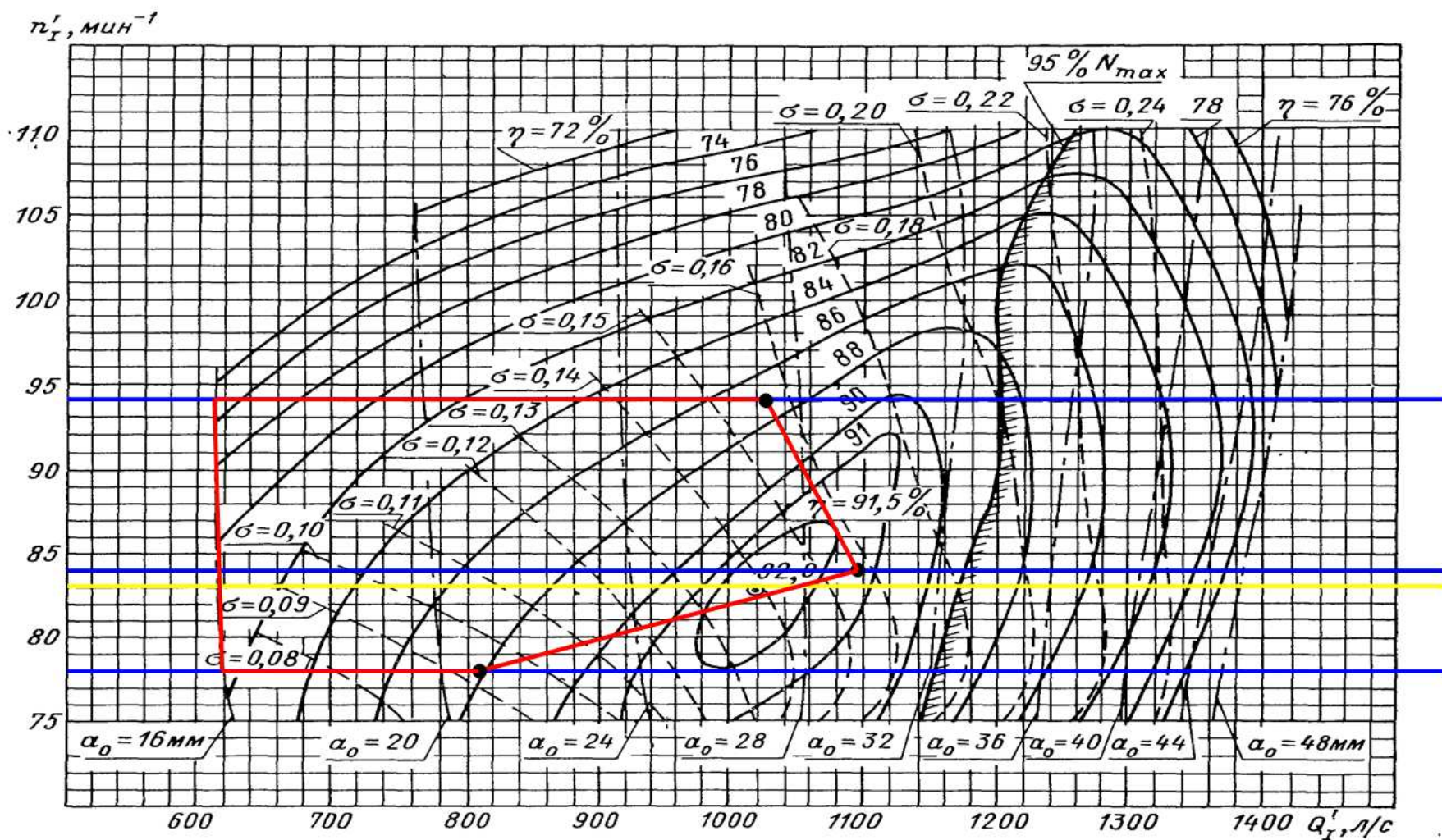


Рисунок Б.1 - Главная универсальная характеристика гидротурбины PO75a-B-500



Окончание приложения Б

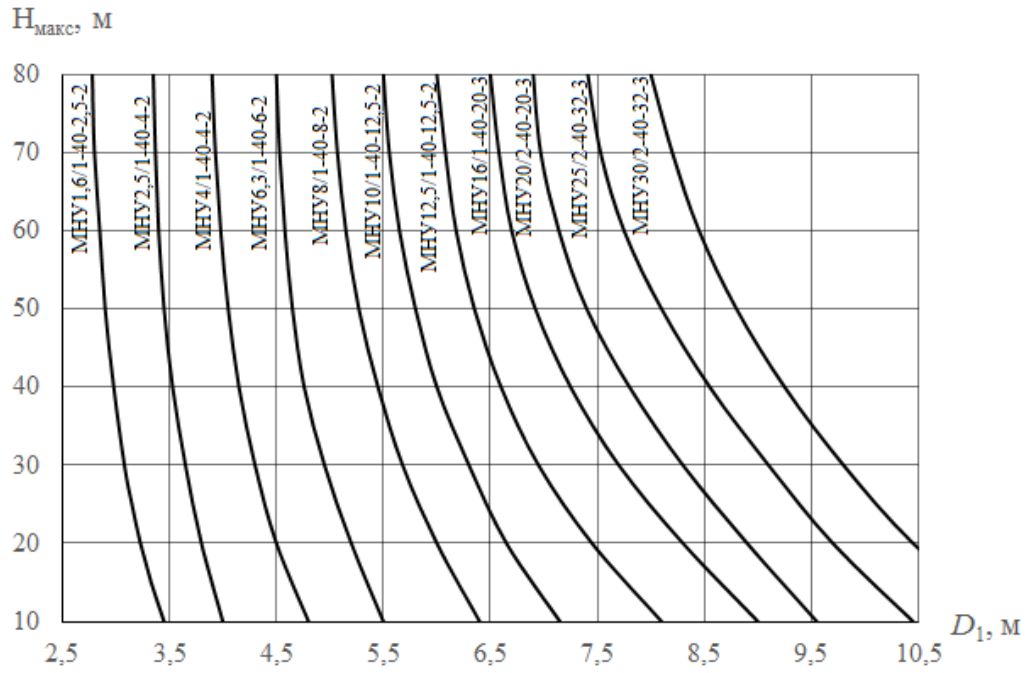


Рисунок Б.2 – Номограмма выбора МНУ РО-турбин

## ПРИЛОЖЕНИЕ В – Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Матрица отключений защит

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

Окончание приложения В  
Таблица В.2 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,5 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,5	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,8 \cdot I_H$	3,94 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,38 А	
		$I_{OTC}$	$6 \cdot I_H$	29,52 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	8 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	1,5	150 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	1,2	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	0,07	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	0,15	0,62 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	1,32	6,49 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	1,07	5,27 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	1,1	5,42 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_1$	0,165	0,27 Ом
		2 ступень	$Z_2$	0,38	0,62 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	1,07	1,35 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	1,1	1,39 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	2,48	3,12 А
Защита ТСЗП		ТО	$I_{ТО}$	23,38	61 А
		МТЗ	$I_{МТЗ}$	1,51	3,94 А

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Охрана окружающей среды

Таблица Д.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

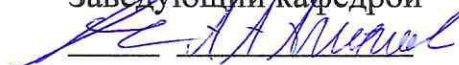
Мероприятия	Основание для выполнения	Период
<b>Раздел I. Охрана атмосферного воздуха</b>		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96-ФЗ от 4 Мая 1999 года.	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
<b>Раздел II. Охрана водного бассейна</b>		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация Строительство
<b>Раздел III. Охрана от промышленных отходов</b>		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп	Федеральный закон «Об отходах производства и потребления». №89-ФЗ от 24 июня 1998 года.	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись    инициалы, фамилия

«16» июня 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЖИГАЛОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЛЕНА.  
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЛЕ ТИПА ДЗТ-21 И ДЗТ-23 ДЛЯ ЗАЩИТЫ  
ТРАНСФОРМАТОРОВ, АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ И БЛОКОВ

Руководитель  16.06.2022  
подпись, дата      Канд. тех. наук,  
доцент кафедры ГГЭЭС СШФ СФУ      должность

И. И. Литвинов  
инициалы, фамилия

Выпускник  16.06.2022  
подпись, дата

Ю. И. Беликова  
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черёмушки, 2022.

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Жигаловской ГЭС на реке Лена. Использование реле ДЗТ – 21 и ДЗТ – 23 для защиты трансформаторов, автотрансформаторов и блоков»

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайца 29.03.22  
подпись, дата

Е.Ю. Затева  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

М.И. Иванова  
подпись, дата

А.В. Курочкин  
инициалы, фамилия

Электрическая часть

И.И. Иванова  
подпись, дата

А.А. Иванова  
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

В.И. Иванова 21.04.22  
подпись, дата

М.С. Размахнин  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

Е.И. Иванова  
подпись, дата

Решетникова Е.И.  
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

И.И. Иванова  
подпись, дата

И.И. Иванова  
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И.И. Иванова 21.04.22  
подпись, дата

В.А. Козлов  
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

И.И. Иванова 20.04.22  
подпись, дата

В.В. Лопатова  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.И. Иванова 16.06.22  
подпись, дата

И.И. Иванова  
инициалы, фамилия