

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ**

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, энергетических систем и  
электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ М.В. Кочетков  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МИАТЛИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СУЛАК. ЗАЩИТА  
БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись,дата

Инженер по РЗА  
СРЗАиМ СШ ГЭС  
должность

И.А. Матвиенко  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись,дата

Д.В. Нечепорюк  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме "Проектирование Миатлинской ГЭС на реке Сулак. Защита блоков генератор-трансформатор электростанций."

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана  
труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей  
среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое  
обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Миатлинской ГЭС .....	7
Введение .....	9
1 Общая часть .....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	10
1.1.2 Гидрологические данные.....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	12
1.2 Энерго-экономическая характеристика района .....	12
2 Водно - энергетические расчёты.....	13
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года.....	13
2.2 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС .....	15
2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки .....	15
2.2.2 Построение годового графика нагрузки РДУ по максимальным значениям ..	16
2.2.3 Построение годового графика нагрузки РДУ по средним значениям.....	17
2.2.4 Построение ИКН .....	18
2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований мощностей водохозяйственной системы .....	19
2.4 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года.....	21
2.5 Определение рабочих мощностей существующих и проектируемой ГЭС в декабре .....	21
2.6 Определение рабочих мощностей существующих и проектируемой ГЭС в июне .....	22
2.7 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей .....	23
2.8 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года.....	25
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	27
3.1 Построение режимного поля.....	27
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов.....	29
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	31
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	32
3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры.....	33
3.6 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника.....	36
3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора .....	37
3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала .....	38
3.9 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины .....	38
4 Электрическая часть .....	40
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений .....	40
4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	40

4.3 Выбор главных повышающих трансформаторов .....	40
4.4 Количество отходящих линий .....	41
4.5 Выбор схемы распределительного устройства .....	42
4.5.1 Выбор схемы РУ для одиночных блоков.....	42
4.5.2 Выбор схемы РУ для укрупнённых блоков .....	43
4.6 Технико-экономический расчет.....	44
4.6.1 Технико – экономический расчёт схемы с простыми блоками.....	44
4.6.2 Технико – экономический расчёт схемы с укрупненными блоками .....	45
4.7 Расчет токов короткого замыкания .....	46
4.7.1 Параметры элементов схемы для расчета токов КЗ .....	46
4.7.2 Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения «RastrWin» .....	48
4.7.3 Расчет апериодической составляющей и ударного тока короткого замыкания.....	49
4.8 Выбор электрических аппаратов .....	50
4.8.1 Расчёт по условия рабочего и утяжеленного режимов .....	51
4.8.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения .....	52
4.8.2.1 Выбор синхронизаторов и анализаторов.....	52
4.8.2.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	53
4.8.3 Выбор электрооборудования для РУ 110 кВ.....	53
4.8.3.1 Выбор выключателей и разъединителей .....	53
4.8.3.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	53
4.9 Схема собственных нужд .....	53
4.9.1 Выбор дизель – генератора .....	54
4.9.2 Выбор резервного трансформатора собственных нужд.....	54
5 Релейная защита и автоматика.....	55
5.1 Расчет номинальных токов.....	55
5.2 Перечень защит основного оборудования.....	56
5.3 Описание защит и расчет их уставок .....	58
5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG) .....	58
5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN(UO)).....	60
5.3.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	63
5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	63
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I <sub>1</sub> ) .....	67
5.3.6 Защита от перегрузки обмотки ротора.....	69
5.3.7 Дистанционная защита генератора (Z <sub>1</sub> <),(Z <sub>2</sub> <) .....	70
5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор. Таблица уставок и матрица отключений защит.....	73
6 Компоновка и сооружения гидроузла .....	74
6.1 Выбор компоновки гидроузла и класса сооружения.....	74
6.2 Определение отметки гребня глухой плотины .....	74
6.3 Гидравлический расчёт плотины и НБ .....	76
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта .....	76
6.3.2 Определение отметки гребня водослива .....	78
6.3.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову .....	79

6.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе .....	80
6.4 Расчет носка-трамплина и отлета дальности струи .....	81
6.5 Конструирование плотины.....	84
6.5.1 Определение ширины подошвы плотины .....	84
6.5.2 Гидравлический расчёт глубинных (донных) водосбросов.....	84
6.6 Расчет ширины плотины по гребню.....	85
6.7 Конструктивные швы гравитационной плотины.....	85
6.8 Устои.....	86
6.9 Быки .....	86
6.10 Смотровые галереи и дренаж в теле плотины.....	86
6.11 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .....	86
6.12 Определение основных нагрузок на плотину .....	88
6.13 Вес сооружения .....	88
6.14 Равнодействующая взвешивающего давления.....	90
6.14.1 Сила фильтрационного давления .....	90
6.14.2 Давление грунта .....	90
6.15 Волновое давление.....	92
6.16 Расчёт прочности плотины. Определение напряжений .....	92
6.17 Критерии прочности плотины .....	95
6.18 Расчёт устойчивости плотины .....	96
7 Технико-экономические показатели .....	97
7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	97
7.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	97
7.3 Налоговые расходы .....	100
7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	101
7.5 Оценка инвестиционного проекта.....	102
7.6 Методология, исходные данные .....	102
7.7 Коммерческая эффективность .....	102
7.8 Бюджетная эффективность.....	103
7.9 Анализ чувствительности.....	103
8 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды .....	106
8.1 Охрана труда.....	106
8.2 Пожарная безопасность .....	107
8.3 Опасности и риски для населения и персонала .....	108
8.4 Флора и Fauna .....	109
8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	110
8.6 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	111
8.7 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период .....	112
8.8 Отходы, образующиеся при строительстве .....	113
8.9 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	114
9 Защита блоков генератор-трансформатор электростанций .....	116

9.1 Общие принципы выполнения микропроцессорных терминалов защиты .....	117
9.2 Преимущества и недостатки МП устройств защит .....	118
9.3 Дополнительные функции цифровых защит .....	118
9.4 Защита от замыканий на землю в обмотке статора .....	119
9.4.1 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке генератор-трансформатор, UN(U0) .....	120
9.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором (с наложением 25 Гц), UN(F25).....	121
9.4.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором (с наложением постоянного тока), UN(100) .....	122
9.4.4 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором (с наложением 25 Гц), Se(F25).....	123
9.4.5 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора укрупнённого блока (с наложением 25 Гц), INΔ(F25).....	124
9.4.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на разветвлённую сеть генераторного напряжения (с наложением 25 Гц), IN(F25) ..	126
9.4.7 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины, IN(UN).....	127
9.4.8 Защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины, IN> .....	127
9.5 Особенности, сравнение защит.....	129
Заключение.....	132
Список использованных источников .....	134
Приложение А Водно-энергетические расчеты .....	137
Приложение Б Основное и вспомогательное оборудование .....	146
Приложение В Электрическая часть .....	153
Приложение Г Релейная защита и автоматика.....	173
Приложение Д Компоновка и сооружения гидроузла .....	175

# **СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ МИАТЛИНСКОЙ ГЭС**

1. Наименование реки..... Сулак;
2. Местонахождение ГЭС..... республика Дагестан;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 176,1 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 246,6 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% ..... 586 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% ..... 647 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 100 м<sup>3</sup>/с;
4. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 155 м;  
ФПУ ..... 157,7 м;  
УМО ..... 153,6 м;
- в) объемы:
  - полный ..... 32,7 млн м<sup>3</sup>;
  - полезный ..... 1,57 млн м<sup>3</sup>;
5. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 54,2 м;
  - б) расчетный ..... 49,6 м;
  - в) минимальный ..... 49,3 м;
6. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная ..... 120 МВт;
    - гарантированная ..... 109 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 637 млн. кВт·ч;
7. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая ..... 114 м / 64,5 м;
  - б) правобережная глухая ..... 88,5 м / 64,5 м;
  - в) водосливная ..... 65,1 м / 64,5 м;
8. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 2 отверстия 9,5×8;
  - в) общая длина ..... 16 м;
  - г) максимальная высота ..... 64,5 м;
9. Компоновка ГЭС:
  - а) тип здания ..... плотинно-деривационная;
  - б) длина деривационного туннеля ..... 1,7 км;
  - в) отметка дна в створе головного узла деривации ..... 146 м;
  - г) отметка дна в створе здания ГЭС ..... 97 м;
  - д) число агрегатов ..... 4;
  - е) грунты в основании ..... песчаник;
  - ж) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецидальная;
  - з) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;

и) расстояние между осями агрегатов..... 15 м;

10. Основное оборудование:

а) тип турбины ..... РО75-В-355;

б) тип генератора ..... СВ-595/100-30;

в) мощность генератора ..... 33 МВт;

г) частота вращения..... 200 об/мин;

д) тип трансформаторов..... ТРДН 40000/115;

11. Технико-экономические показатели:

а) себестоимость энергии ..... 5 коп./кВт·ч;

б) удельные капиталовложения ..... 60804,1 руб./кВт·ч;

в) срок окупаемости ..... 7,7 лет.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Сегодня Гидроэнергетика является одним из наиболее эффективных направлений электроэнергетики. Гидроресурсы — возобновляемый и наиболее экологичный источник энергии. 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. Прямая выгода от них включает создание систем питьевого и промышленного водоснабжения. развитие судоходства. создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства. рыбоводство. регулирование стока рек, позволяющее осуществлять борьбу с паводками и наводнениями. Обеспечивая безопасность населения. Гидроэнергетика является инфраструктурой для деятельности и развития целого ряда важнейших отраслей экономики и страны в целом. Каждая введенная в эксплуатацию гидроэлектростанция становится точкой роста экономики региона своего расположения. вокруг нее возникают производства, развивается промышленность. создаются новые рабочие места.

Развитие Дагестана — сегодня одна из наиболее приоритетных задач государства. Гидроресурсы Дагестана составляют около 50 млрд киловатт-часов. и это от силы только десятая доля от потенциальных возможностей. Энергетики республики разрабатывают планы возведения новых гидроэлектростанций.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также поиск надлежащих проектных решений.

# **1 Общая часть**

## **1.1 Природные условия**

### **1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла**

Климат умеренный континентальный, засушливый. В горной части в зависимости от высоты падает температура и растет влажность. В южной и прибрежной зоне климат переходный, от умеренного к субтропическому сухому. Средняя температура января +4°C на низменности и до -11°C в горах.

Средняя температура июля до +28 °C. Количество осадков — 200-800 мм в год.

### **1.1.2 Гидрологические данные**

Сулак - река в Дагестане. Образуется слиянием рек Аварское Койсу и Андийское Койсу. Длина реки составляет 144 км, площадь бассейна — 15200 км<sup>2</sup>, скорость речного потока варьируется от 3 км/час (в низовьях) до 7 — 9 км/час в верховьях.

Среднегодовой расход воды — в 123 км от устья 176 м<sup>3</sup>/с. Средняя мутность 450 г/м<sup>3</sup>, наибольшая 45 000 г/м<sup>3</sup>. Питание смешанное, с преобладанием суглинистого.

В таблице А.1 (приложение А) приведён гидрологический ряд наблюдений в период с 1947 по 1996 год. Среднемесячные и среднегодовые расходы воды (м<sup>3</sup>/с) в створе Миатлинской ГЭС.

В Таблице 1.1 представлены значения для построения кривой связи ВБ  $Z_{\text{ВБ}} = f(V)$ , график кривой, а также уравнение ее функции приведен на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 - Координаты кривых объемов водохранилища

$Z_{\text{ВБ}}$ , м	$V$ , млн. м <sup>3</sup>	$Z_{\text{ВБ расч}}$ , м	$\Delta Z$ , м
97,00	0,0	96,98	-0,02
103,50	1,3	103,54	0,04
110,00	2,7	110,01	0,01
116,50	4,3	116,45	-0,05
123,00	6,4	123,00	0,00
129,50	9,3	129,55	0,05
136,00	13,2	135,97	-0,03
142,50	18,2	142,51	0,01
149,00	24,0	149,00	0,00
155,00	32,7	155,00	0,00

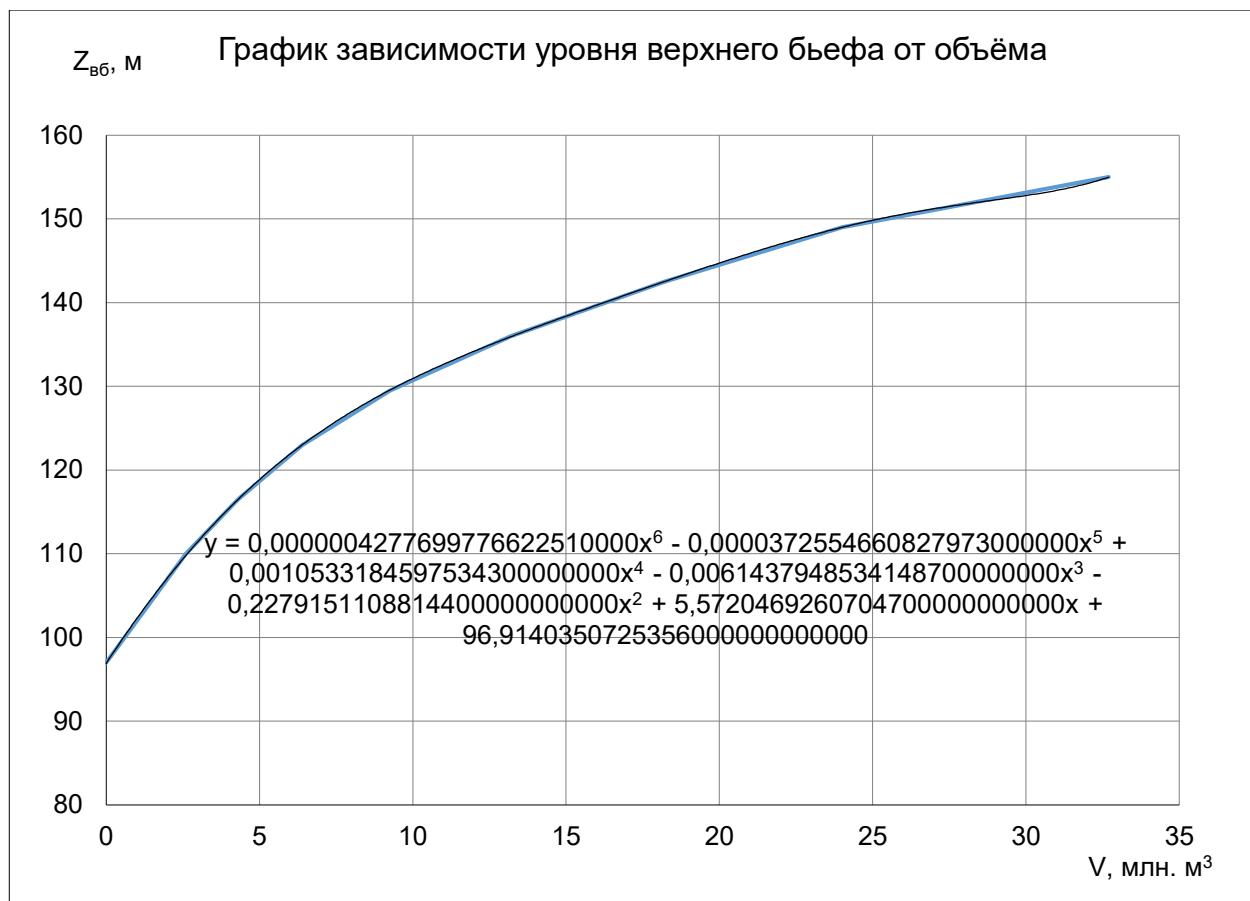


Рисунок 1.1 - График зависимости  $Z_{\text{ББ}} = f(V)$

Кривая связи НБ представляет собой зависимость уровня нижнего бьефа от расхода водохранилища в летний и зимний периоды времени.

В таблице 1.2 представлены значения для построения кривой связи НБ  $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$ , график кривой, а также уравнение ее функции приведен на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 - Координаты кривых расходов

$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	97	98,4	99,8	101,2	102,6	105,4	106,8	108,2	109,6	111
Зима $Q, \text{м}^3$	0	32	68	114	177	362	505	659	897	1229
Лето $Q, \text{м}^3$	0	35	77	127	190	387	535	723	973	1220

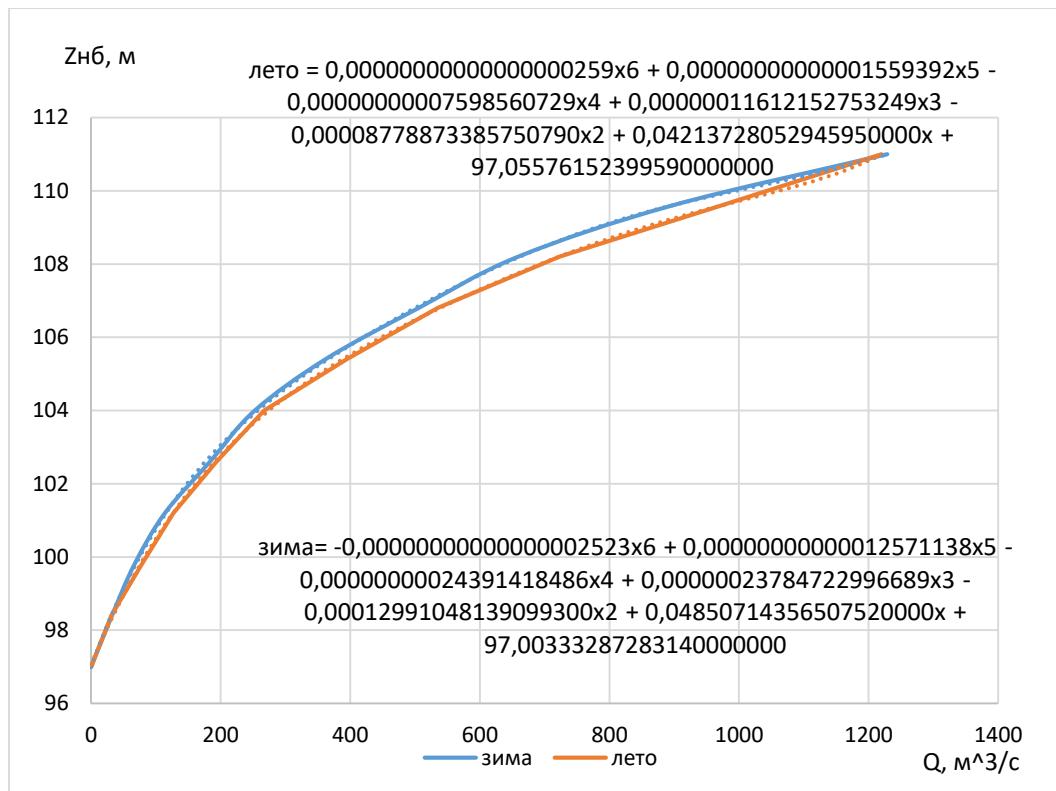


Рисунок 1.2 - График зависимости  $Z_{\text{нб}} = f(Q)$

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании створа головного узла деривации и здания ГЭС залегает песчаник. Ширина по створу 268 м. Дно в основании створа головного узла деривации находится на отметке 146 м. Дно в основании здания ГЭС находится на отметке 97 м.

## 1.2 Энерго-экономическая характеристика района

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Дагестан» (Дагестанское РДУ) осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Республики Дагестан.

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

В управлении и ведении Дагестанского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощности 1904,13 МВт. Наиболее крупными из них являются: Чиркейская ГЭС ( $N_{\text{уст}} = 1000$  МВт;  $\mathcal{E}_{\text{год}} = 2470$  млн. кВт·ч), Ирганайская ГЭС ( $N_{\text{уст}} = 400$  МВт;  $\mathcal{E}_{\text{год}} = 1280$  млн. кВт·ч), каскад Чирюртских ГЭС ( $N_{\text{уст}} = 125$  МВт;  $\mathcal{E}_{\text{год}} = 386$  млн. кВт·ч).

Электропотребление в операционной зоне Дагестанского РДУ за 2016 год составила – 6402,710 млн. кВт·ч.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года

Для выбора установленной мощности ГЭС и расчета выработки необходимо определить расходы маловодного и средневодного года.

В качестве исходных данных для построения кривой обеспеченности берется ряд гидрологических наблюдений в створе проектируемой ГЭС на реке Сулак за 1947-1996 годы.

Выделим границы лимитирующих сезонов: многоводный (половодье, выделено желтым цветом) и маловодный (межень). В первом приближении будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период.

Гидрологический ряд реки Сулак представлена в приложении А, таблица А.1

После того определил границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, межень и период половодья. Располагаем в порядке убывания и по полученным результатам вычисляем обеспеченность для каждого года по формуле:

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

Полученные результаты представлены в таблице А.2 (приложение А).

Среднегодовой расход, маловодный сезон и период половодья представлена в приложении А, таблица А.2

Определяем маловодный и средневодный год по кривой обеспеченности. Маловодный год определяется по расходу, соответствующему 90 % обеспеченности, средневодный – 50 % обеспеченности.

Выбор расчтного года ( $P=50\%$ )

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1948 и 1989 гг.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1989г.:

$$K_m = \frac{Q_{m1956}}{Q_{m1983}} = 1; \quad (2.2)$$

$$K_n = \frac{Q_{n2005}}{Q_{n1983}} = 1. \quad (2.3)$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1948г.:

$$K_m = \frac{Q_{m1958}}{Q_{m1979}} = 0,98; \quad (2.4)$$

$$K_{\pi} = \frac{Q_{\pi 1949}}{Q_{\pi 1979}} = 1,02. \quad (2.5)$$

В итоге принимаем тот год, который имеет коэффициент приведения ближе к единице, то есть тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

За расчётный год принимаем 1989 г.

Выбор расчётного года ( $P=90\%$ )

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 90%: 1991 и 1985 гг.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1991г.:

$$K_m = \frac{Q_{m1938}}{Q_{m1973}} = \frac{92}{105,6} = 0,87; \quad (2.6)$$

$$K_{\pi} = \frac{Q_{\pi 1973}}{Q_{\pi 1979}} = \frac{216}{213} = 1,01. \quad (2.7)$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1985г.:

$$K_m = \frac{Q_{m1981}}{Q_{m2004}} = 1,04; \quad (2.8)$$

$$K_{\pi} = \frac{Q_{\pi 1962}}{Q_{\pi 2004}} = 0,83. \quad (2.9)$$

За расчётный год принимаем 1991 г.

Выбрав расчетные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения (таблицы 2.1 и 2.2).

Таблица 2.1 - Расчетный маловодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

1991	89	124	139	149	190	237	270	220	134	104	103	46	89
Приведённый	90	126	141	151	193	240	274	223	136	105	104	47	90

Таблица 2.2 - Расчетный средневодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

1989	97	109	139	205	235	380	248	213	127	113	117	84	97
Приведённый	92	127	158	193	235	310	278	228	147	143	107	49	92

Скорректируем гидрограф средневодного года в те месяцы, где расход меньше по величине расхода за соответствующие месяцы маловодного года, Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.1.

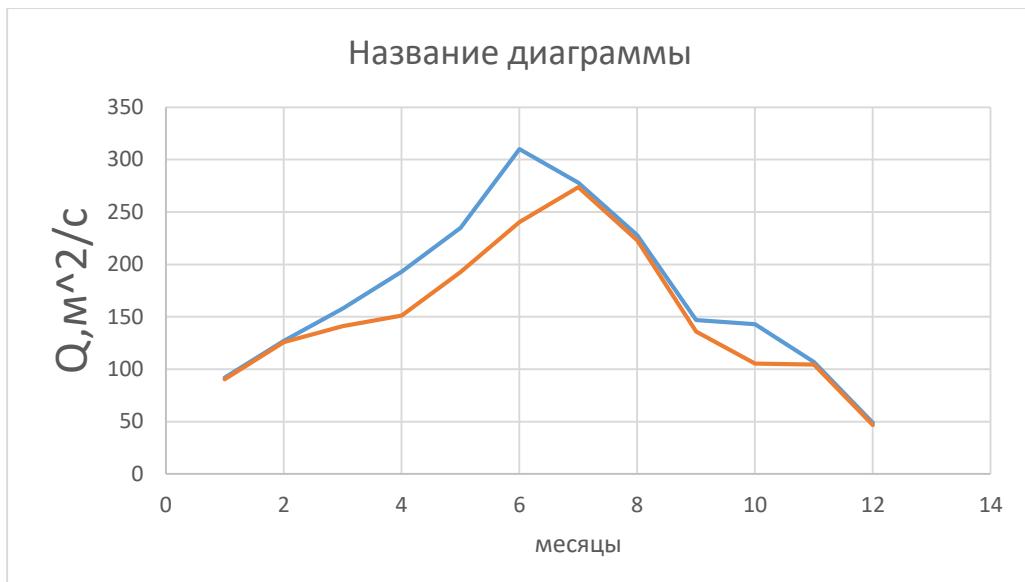


Рисунок 2.1 - Гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.2 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС

### 2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки

Для построения графика нагрузки скачиваю данные потребления электроэнергии ОДУ Юга с сайта системного оператора [so-ups.ru](http://so-ups.ru). за 27 июня 2016 г. и 28 декабря 2016 г. Скаченные данные помещаю в приложение А таблицу А.3.

Суммарной установленной мощностью ОДУ Юга 21,522 тыс. МВт.

Суммарная установленная мощность в Дагестанском РДУ 1904,13 МВт.

Так как ориентировочная мощность станции 220 МВт, поэтому буду рассчитывать в Дагестанском РДУ.

Данных потребления для РДУ за 27 июня 2016 г. и 28 декабря 2016 г. нет, значит находим коэффициент во сколько потребление электроэнергии РДУ меньше ОДУ.

Электропотребление в операционной зоне Дагестанского РДУ за 2016 год составила – 6402,710 млн. кВт·ч.

Электропотребление в Объединенной энергосистеме Юга в январе–декабре 2016 года составило 90,703 млрд. кВт·ч

Далее считаем коэффициент перехода  $k$  по формуле:

$$k = \frac{\text{ОДУ}}{\text{РДУ}} = \frac{90,70 \cdot 10^9}{6,40 \cdot 10^9} = 14,1. \quad (2.10)$$

Зная мощность потребления ОДУ Юга и учитывая коэффициент  $k$ , рассчитываем потребление мощности в РДУ для зимы и лета, результаты которых представлены в приложении А, таблице А.3. Далее строим графики, представленный на рисунках 2.2 и 2.3.

## Суточный график нагрузки РДУ Дагестана 27.06.16

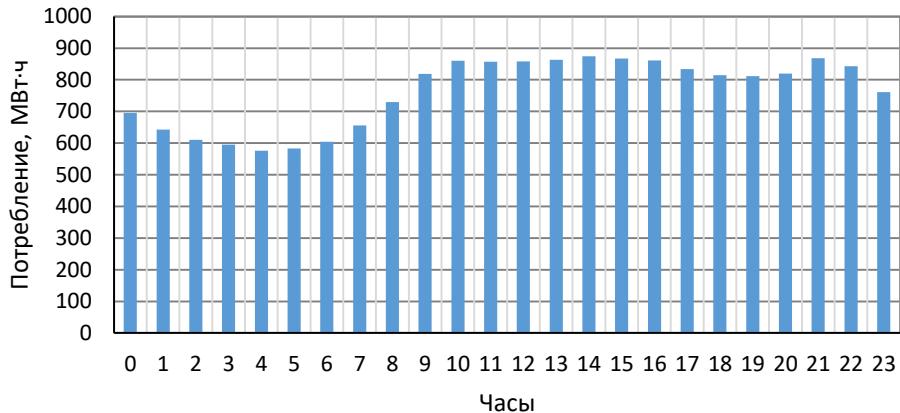


Рисунок 2.2 - Суточный график нагрузки РДУ Дагестана 27.06.16

## Суточный график нагрузки РДУ Дагестана 28.12.16

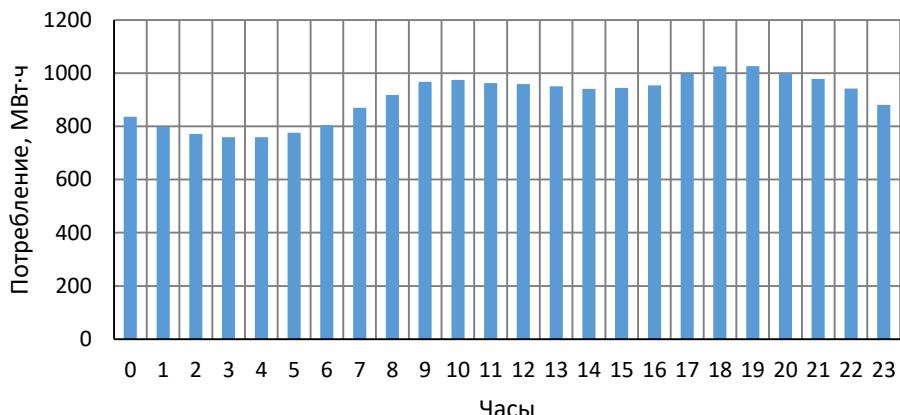


Рисунок 2.3 - Суточный график нагрузки РДУ Дагестана 28.12.16

### 2.2.2 Построение годового графика нагрузки РДУ по максимальным значениям

Годовой график строится на основе суточного графика, представляет собой косинусоидальную функцию:

$$P(t) = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ t), \quad (2.11)$$

где  $t$  – номера месяцев;

$a$  и  $b$  – коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$a = \frac{P''_3 + P''_L}{2} = 938; \quad (2.12)$$

$$b = \frac{P''^3 - P''^L}{2} = 71, \quad (2.13)$$

где  $P''^3$  – максимальное потребление в зимние сутки;  
 $P''^L$  – максимальное потребление в летние сутки.

Годовой график потребления Дагестанского РДУ по максимальным значениям представлен на рисунке 2.4.

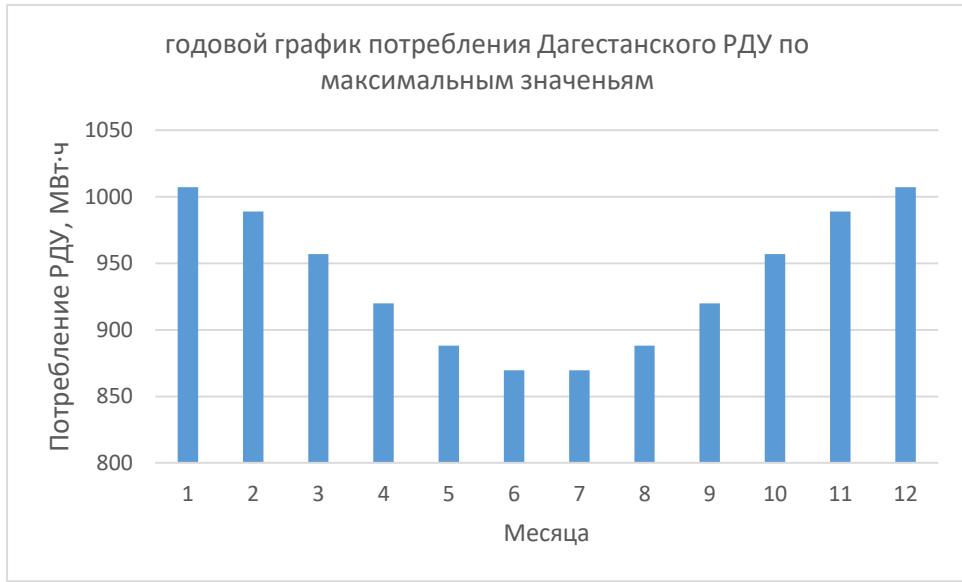


Рисунок 2.4 - Годовой график потребления Дагестанского РДУ по максимальным значениям

### 2.2.3 Построение годового графика нагрузки РДУ по средним значениям

Годовой график строится на основе суточного графика, представляет собой косинусоидальную функцию:

$$P(t) = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ t), \quad (2.14)$$

где  $t$  – номера месяцев;  
 $a$  и  $b$  – константы, вычисляемые по формулам:

$$a = \frac{P_{cp}''^3 + P_{cp}''^L}{2} = 830; \quad (2.15)$$

$$b = \frac{P_{cp}''^3 - P_{cp}''^L}{2} = 69, \quad (2.16)$$

где  $P_{cp}''^3$  – среднее потребление в зимние сутки;  
 $P_{cp}''^L$  – среднее потребление в летние сутки.

Годовой график потребления Дагестанского РДУ по средним значениям представлен на рисунке 2.5

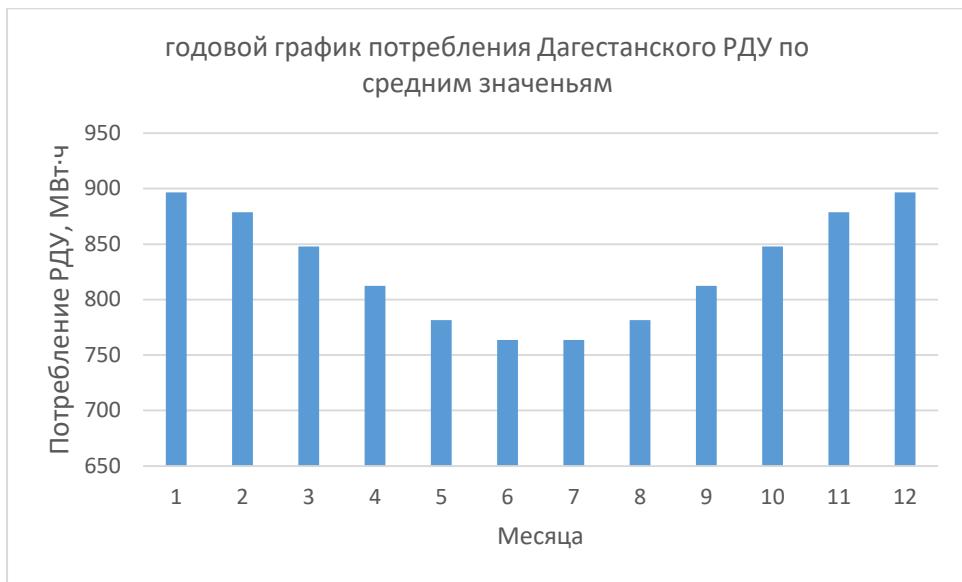


Рисунок 2.5 - Годовой график потребления Дагестанского РДУ по средним значениям

#### 2.2.4 Построение ИКН

На основе суточных графиков нагрузки в соответствие с методикой, описанной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» строим интегральные кривые.

Данные для построения интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периодов представлены в приложении А, таблицы А.4 и А.5 соответственно.

По данным столбцов 7 и 8 таблицы А.4 строятся ИКН в обратных осях (рисунок 2.6 и 2.7):

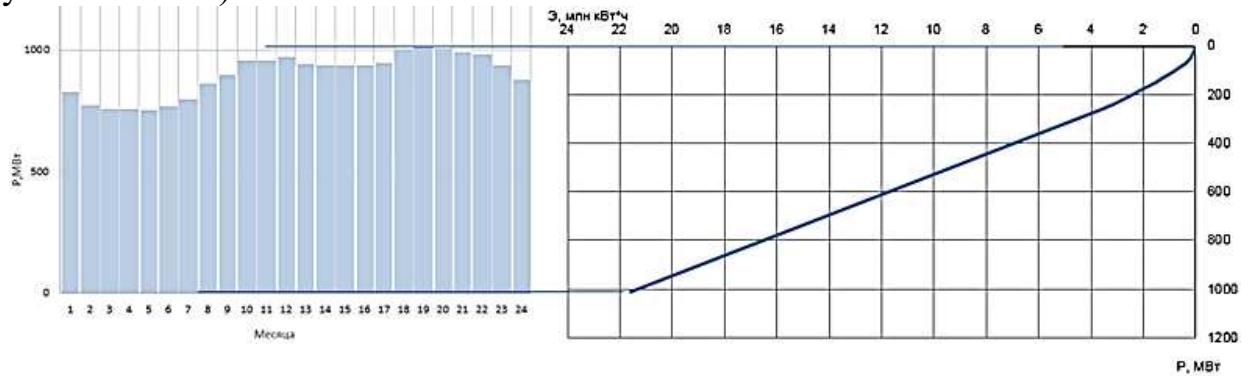


Рисунок 2.6 – ИКН зимний период

По данным столбцов 7 и 8 таблицы А.5 строятся ИКН в обратных осях:

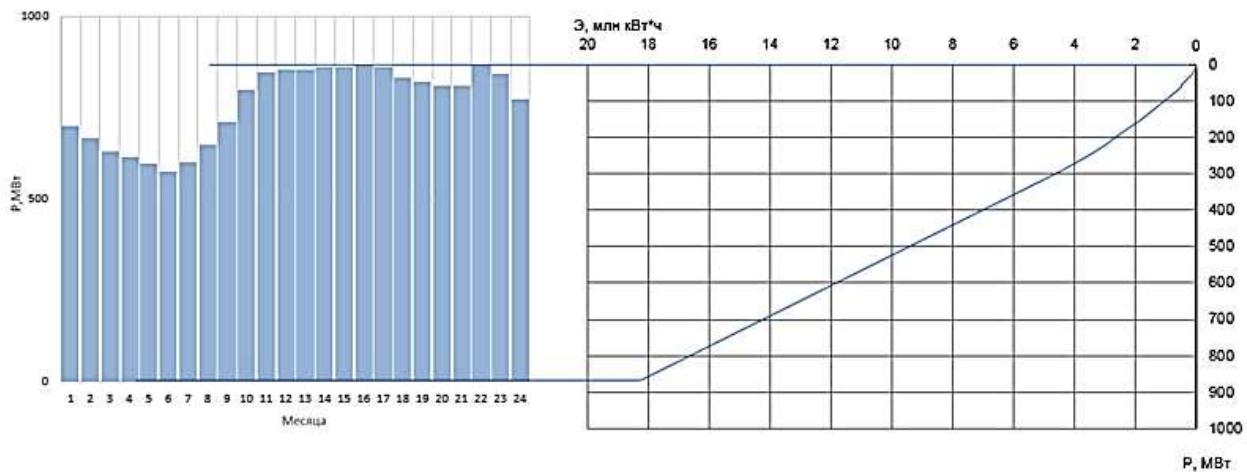


Рисунок 2.7 – ИКН летний период

### 2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований мощностей водохозяйственной системы

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

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

*Б*

*И*  $Q_{\text{пр}90\%}$  – бытовой расход расчетного маловодного года,  $\text{м}^3/\text{s}$ ;

*Г*  $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – подведенный напор ГЭС, м.

*k<sub>N</sub>* – коэффициент мощности,  $k_N = 8,5$ ;

*Э*

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

$= Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$  – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,2$  м.

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

*B*

*=*

Где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса,  $\text{м}^3/\text{s}$ . *B*

*K* Режим работы без регулирования с учетом ВХК представлен в приложении А, таблица А.6.

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

*Э* *B*

*C*

*P*

$$o H_{\text{Б}} - \Delta h \quad (2.18)$$

Определяем излишки бытовой мощности половодный период, которые будут переноситься на зиму:

$N_{изл} = \sum N_{быт,Макс} - 245 \text{ МВт}$

2.3 строим баланс энергии, предст(2.20)ный на рисунке 2.8, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

$= \sum N_{быт,Макс} - 245 \text{ МВт}$  произвести расчёт гарантированной энергии отдачи, на рисунке проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности (черная линия).

$$N_{вхк} = 245 \text{ МВт.} \quad (2.20)$$

Таблица 2.5 МВт Данные для построения баланса энергии

	Месяц	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
$P_{ср}$ , МВт	897	879	848	812	781	764	764	781	812	848	848	879	897
$N_{быт}$ , МВт	41	56	63	67	84	102	115	95	59	47	47	21	
$N_{вхк}$ , МВт	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	
$N_{сущ.ГЭС}$ , МВт	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	

$$= 245 \text{ МВт.} \quad (2.20)$$

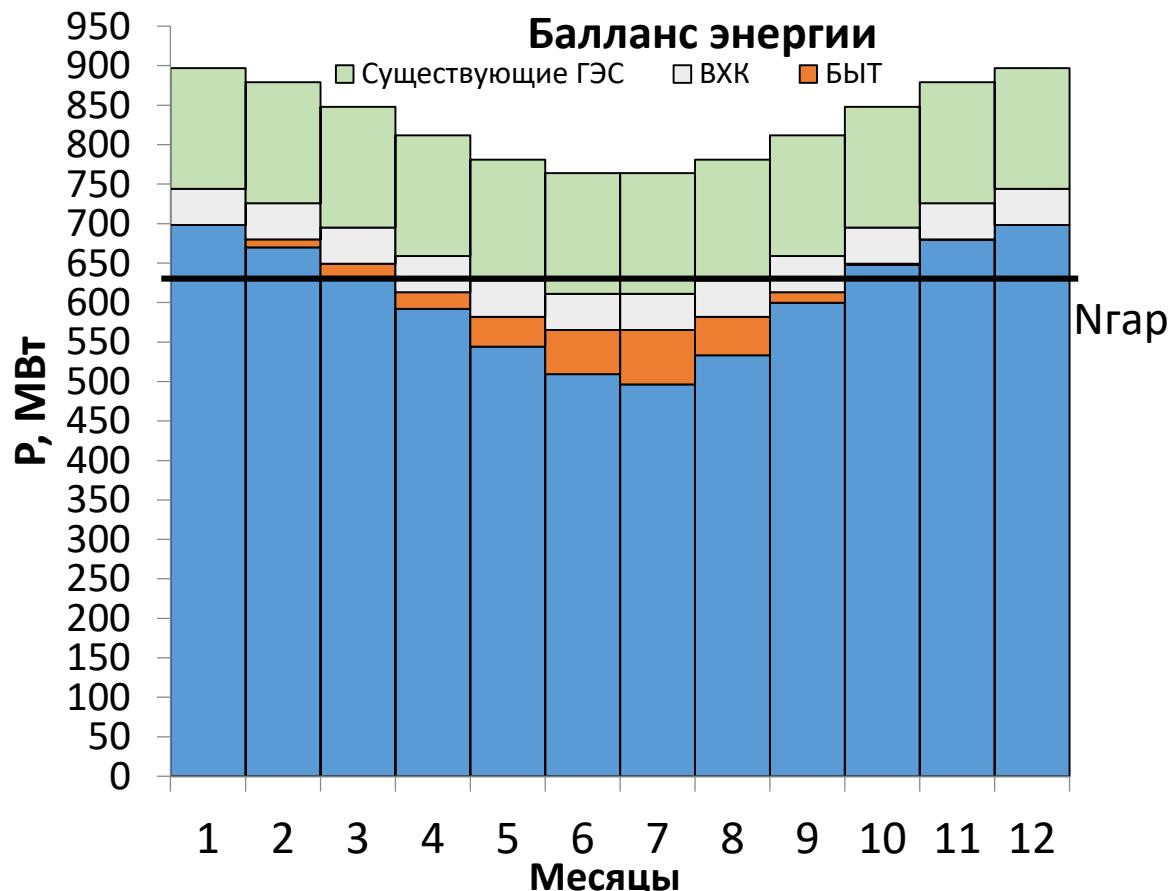


Рисунок 2.8 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС с учётом перераспределения бытовых мощностей

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (Октябрь). Из рисунка 2.8 видно, что под регулирование попали 6 месяцев, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

## 2.4 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

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

В таблице А.8 (приложение А) производится расчёт сработки-наполнения водохранилища, изменением мощности в месяцы, попавшие под регулирование до полного цикла сработки-наполнения.

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

График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в маловодном году представлены на рисунке 2.9.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря –  $N_{\text{гар}} = 109 \text{ МВт}$ ;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 153,63 (м).
- полезный объем –  $V_{\text{полезн}} = 1,57 \text{ млн м}^3$ .

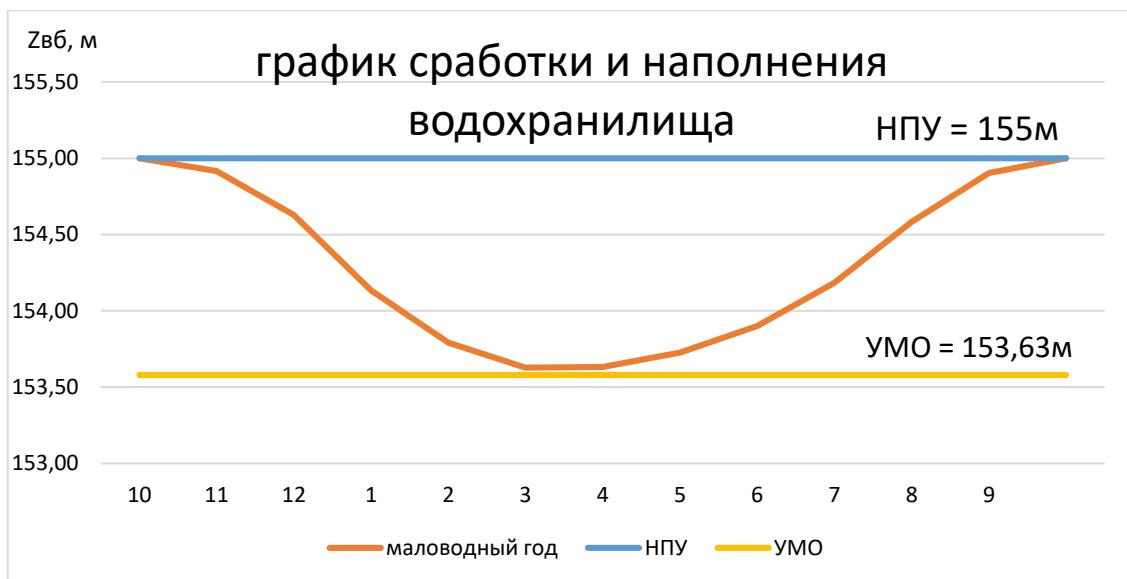


Рисунок 2.9 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в маловодном году

## 2.5 Определение рабочих мощностей существующих и проектируемой ГЭС в декабре

В состав Дагестанского РДУ входит Черкейская, Ирганайская ГЭС, каскад Чирюртских ГЭС так как эти станции входят в состав не только Дагестанского РДУ, но и в ОДУ юга, то отложим только часть мощности и выработки на ИКН.

Ирганайская ГЭС:

$N = 48 \text{ МВт},$   
 $\mathcal{E}_{\text{з.сут}} = 0.81 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$

Каскад Чирюртских ГЭС:  
 $N = 15 \text{ МВт},$   
 $\mathcal{E}_{\text{з.сут}} = 0.25 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$

Чиркейская ГЭС:  
 $N = 120 \text{ МВт},$   
 $\mathcal{E}_{\text{з.сут}} = 1,62 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$

Построим треугольники существующих станций на ИКН

Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону графика нагрузки: из ВЭР получаем гарантированную выработку, от которой опуская перпендикуляр на ИКН получаем рабочую мощность. ИКН зимнего периода представлено на рисунке

Выработка проектируемой Миатлинской ГЭС

$\mathcal{E}_{\text{проект.ГЭС гар.янв.}} = 2,6 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч},$

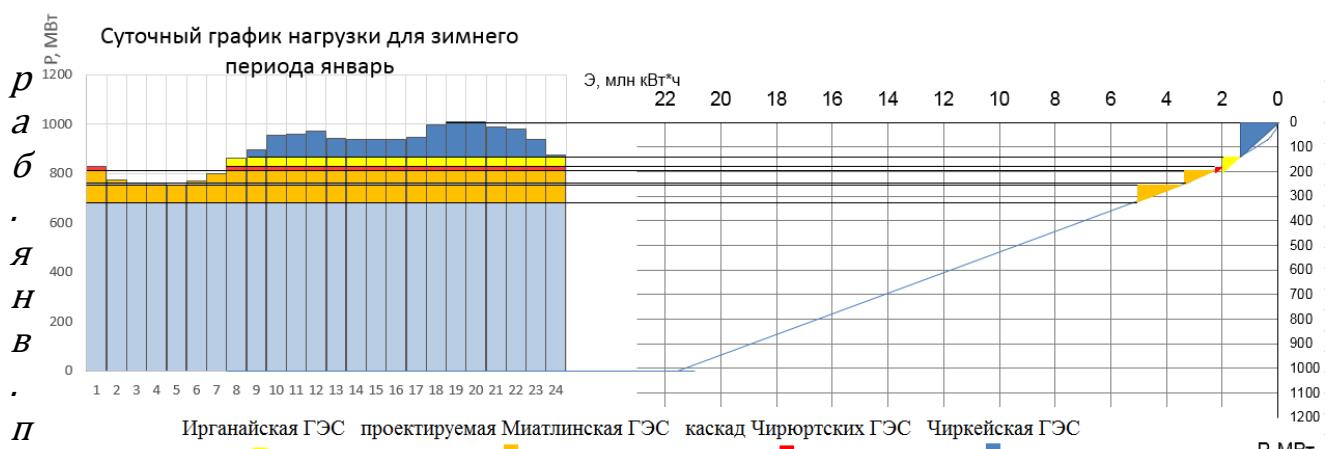


Рисунок 2.10 – ИКН зима (27.12.2016)

## Г 2.6 Определение рабочих мощностей существующих и проектируемой ГЭС в июне

$C$

= Ирганайская ГЭС:

$N = 33 \text{ МВт};$

$\mathcal{E}_{\text{л.сут}} = 0.54 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$

$$\text{янв пик.пр.ГЭС} + N \text{ янв база.пр.ГЭС} = 65 + 50 = 115 \text{ МВт.}$$

(2.21)

Каскад Чирюртских ГЭС:

$N = 10 \text{ МВт};$

$H$

$B$

$$\text{пик.пр.ГЭС} + N \text{ янв база.пр.ГЭС} = 65 + 50 = 115 \text{ МВт.}$$

(2.21)

$$\mathcal{E}_{\text{з.сут}} = 0,17 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$$

Чиркейская ГЭС:

$$N = 83 \text{ МВт};$$

$$\mathcal{E}_{\text{з.сут}} = 1,08 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$$

Выработка проектируемой Миатлинской ГЭС:

$$\mathcal{E}_{\text{проект.ГЭС}} = 1,06 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч},$$

$$N_{\text{раб.Июнь.пр.ГЭС}} = N_{\text{Июнь пик.пр.ГЭС}} + N_{\text{Июнь база.пр.ГЭС}} = 35 + 20 = 55$$

ИКН июня представлено на рисунке 2.11.

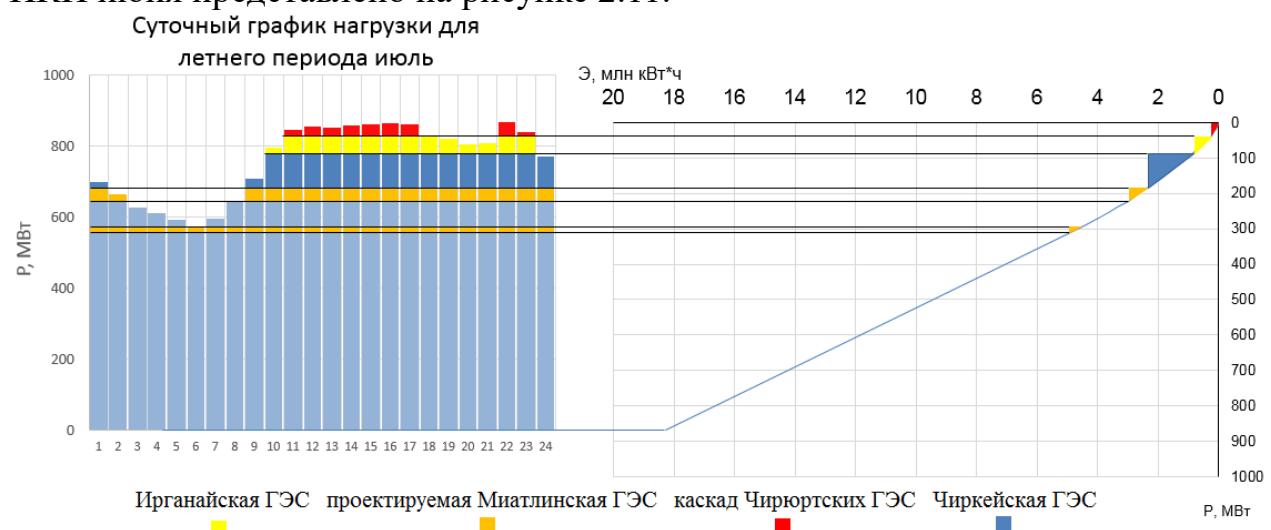


Рисунок 2.11 – ИКН лето (28.06.2016)

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

Нагрузочный резерв системы равен 2 % от  $P_t^{max}$ , аварийный резерв

с

о Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. (таблица 2.4).

т Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме.

в Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес}; \quad (2.23)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 25,5 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год.}}$$

8  
%

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{120}{2} = 60 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.24)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{TЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{740}{2} = 370 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.25)$$

Баланс мощностей представлен на рисунке 2.12.

Таблица 2.4 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Все сущ. ГЭС, МВт			ТЭС, МВт				
	P <sub>c</sub>	P <sub>ав,рез</sub>	P <sub>нагр,рез</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>ав</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>ав</sub>	N <sub>рем</sub>
1	1007	81	20	115	12		153	12	3		739	15	59	
2	989	79	20	97	10		153	12	3	9	739	15	59	
3	957	77	19	65	7	30	153	12	3	9	739	15	59	
4	920	74	18	64	6		153	12	3		703	14	56	
5	888	71	18	63	6		153	12	3		672	13	54	82
6	870	70	17	55	6		153	12	3		662	13	53	102
7	870	70	17	55	6		153	12	3		662	13	53	102
8	888	71	18	63	6		153	12	3		672	13	54	82
9	920	74	18	64	6		153	12	3		703	14	56	
10	957	77	19	65	7	30	153	12	3	8	739	15	59	
11	989	79	20	97	10		153	12	3		739	15	59	
12	1007	81	20	115	12		153	12	3		739	15	59	

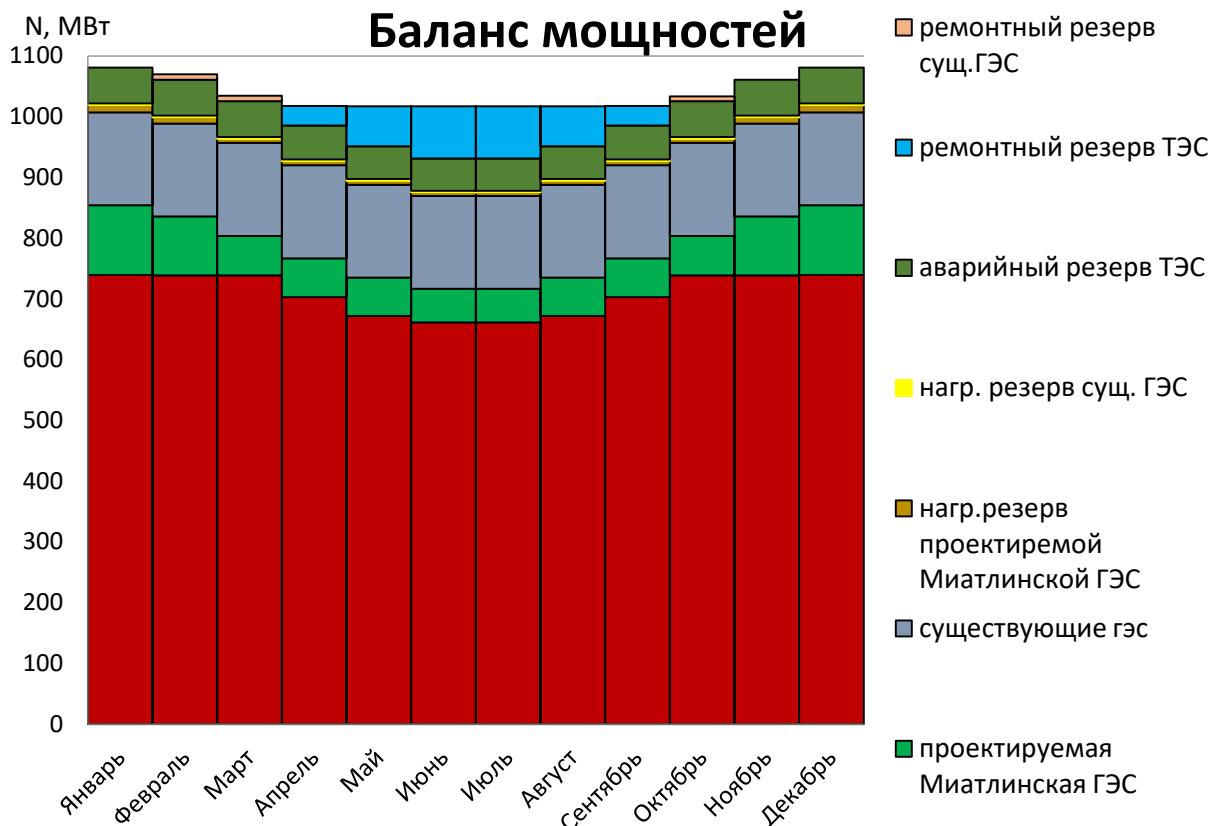


Рисунок 2.12 – Баланс мощностей

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 115 + 5 = 120 \text{ МВт.} \quad (2.26)$$

## 2.8 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.8 (приложение А).

По данному расчёту построим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном году и объединим его с маловодным (рисунок 2.13).

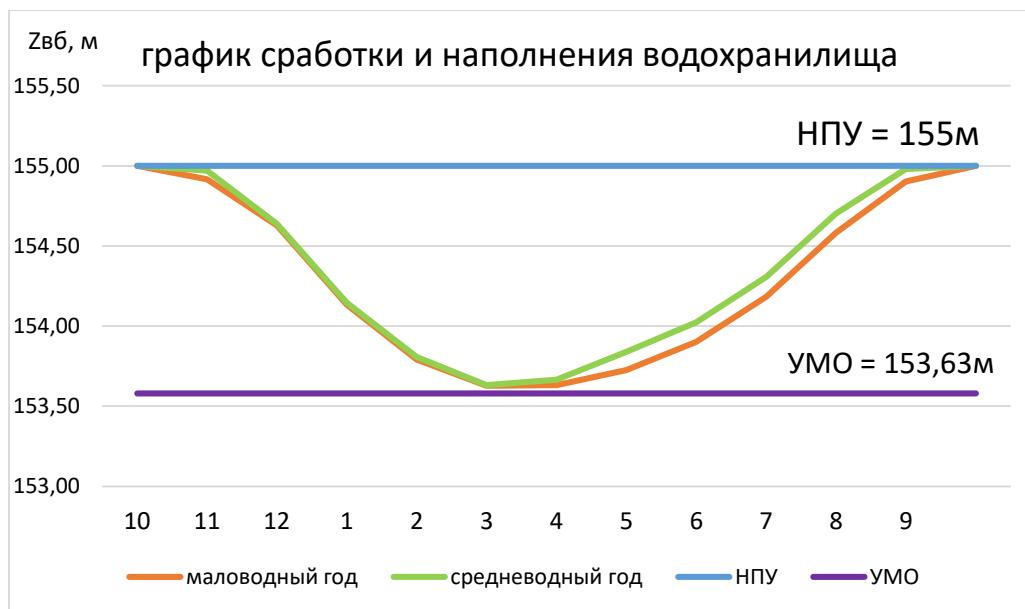


Рисунок 2.13 - График сработки и наполнения водохранилища

Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году представлен в приложении А, таблице А.9.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;  
 $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для режимов.

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;  
Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{\text{уст,расч}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}, \quad (3.1)$$

где  $k_N = 8,5$  – коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\max} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_{\text{расч}}}}, \quad (3.2)$$

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

3) Ограничение по минимальному расходу  $Q_{\min} = Q_{\text{вхк}} = 100 \text{ м}^3/\text{с}$

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов (таблица 3.1):

Таблица 3.1 - Расчет режимного поля

Кривые связи НБ для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной $N_{\text{уст}}$		Линия огр. по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по $Q_{\text{сан.попуск}}$	
$Q_{\text{нб}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб}}$ , зима, м	$H_{\text{нпу}}$ , м	$H_{\text{умо}}$ , м	$H_{\text{ZB61(p)}}$ , м	$H$ , м	$Q$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$H$ , м	$Q$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$H$ , м	$Q$ , $\text{м}^3/\text{с}$
0	97,00	58,00	56,63	56,96	51,00	277	50,50	287	0,00	100
32	98,44	56,56	55,19	55,52	50,50	280	50,00	286	100,00	100
67	99,73	55,27	53,90	54,23	50,00	282	49,55	284		
114	101,16	53,84	52,47	52,80	49,60	285	49,00	283		
183	102,75	52,25	50,88	51,21	49,00	288				
253	103,93	51,07	49,70	50,03	48,50	291				
362	105,36	49,64	48,27	48,60						
505	106,85	48,15	46,78	47,11						

Окончание таблицы 3.1

Кривые связи НБ для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной $N_{уст}$		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по $Q_{сан.попуск}$	
$Q_{нб}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{нб}$ , зима, м	$H_{нпу}, \text{м}$	$H_{умо}, \text{м}$	$H_{zb61(p)}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
659	108,18	46,82	45,45	45,78						
897	109,6	45,4	44,03	44,36						
1229	110,98	44,02	42,65	42,98						

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

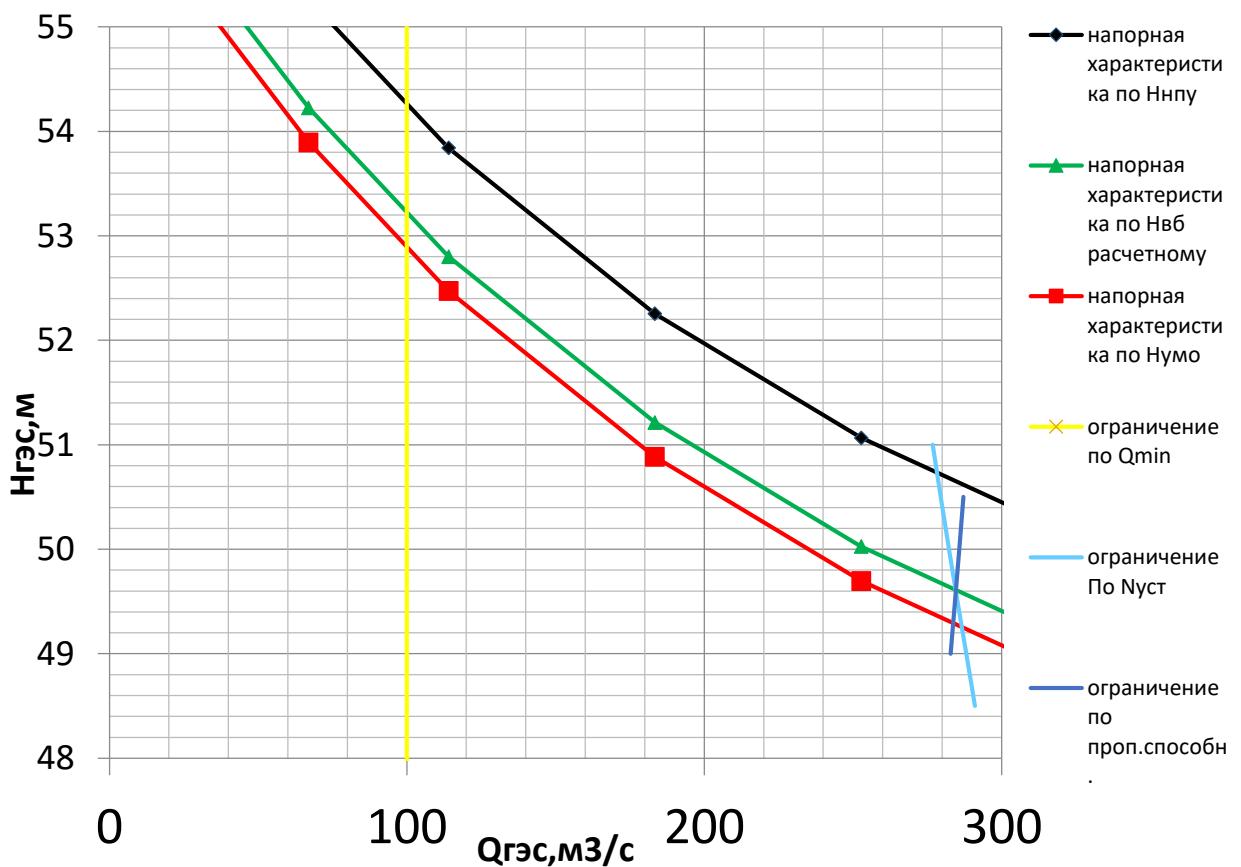


Рисунок 3.1 - Режимное поле Миатлинской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{max} = 54,22 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{min} = Q_{вхк} = 100 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- расчётный напор  $H_{расч} = 49,61 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор  $H_{min} = 49,3 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение  $H_{\max} = 54,22$  м было близко к предельному напору  $H_{\text{пред}}$  выбранного типа, но не превышало его, т.е.  $H_{\max} \leq H_{\text{пред}}$ .

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- радиально-осевая РО-75-В;
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД-60-В 60°
- поворотно-лопастная ПЛ-60-В.

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин (таблица 3.2):

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	Марка		
	РО-75-Б	ПЛ-60-Б	ПЛД-60-Б60°
$H_{\text{пред}}$	75	60	60
$H_{\min}/H_{\text{пред}}$	0,6	0,5	0,5
$n'_{\text{opt}}$	83	116	111
$Q'_{\text{opt}}$	1,02	1,08	1,13
$\eta'_{m \text{ opt}}$	0,92	0,913	0,906
$D_1$	0,46	0,46	0,46
$H_{\text{mod}}$	4	12	12
$t_{\text{mod}}$	20	20	20

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$Q'_{(p1)} = 1,170 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,89 \text{ – для РО-75-В,}$$

$$Q'_{(p1)} = 1,557 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,88 \text{ – для ПЛ-60-Б,}$$

$$Q'_{(p1)} = 1,566 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,89 \text{ – для ПЛД-60-Б60°.}$$

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблицах Б.1, Б.2, Б.3, для РО75-В, ПЛД-60-Б60° и ПЛ-60-Б соответственно.

Расчет по формулам для турбины РО75-В (диаметр рабочего колеса 3м). КПД натурной турбины  $\eta_t$  определим по формуле:

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta'_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right) =$$

$$1 - (1 - 0,92) \cdot \left( (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{0,46}{3}\right)^2 \cdot \frac{4}{49,61} \cdot \left(\frac{1,3}{1,01}\right)^2} \right) = 0,95, \quad (3.3)$$

где  $\eta_{(p1)}, D_{1m}, H_m$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;  
 $D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$v_h, v_m$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий  $t_n$  и  $t_m$ ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Gr,sp} = \\ 9,81 \cdot 1,17 \cdot 9 \cdot 49,61^{1,5} \cdot 0,95 \cdot 0,97 = 33132, \quad (3.4)$$

где  $Q'_{(p1)}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{Gr,sp}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97). Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a} = \frac{120000}{33132} = 3,62, \quad (3.5)$$

где  $N_{уст} = 120$  МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 82,8 \cdot \frac{\sqrt{49,61 \cdot 1,03}}{3} = 197,16, \quad (3.6)$$

где  $n'_{Ip}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.3);

$\Delta$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точки.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{max}, H_p$  и  $H_{min}$ , которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{200 \cdot 3}{\sqrt{49,3 \cdot 1,03}} = 84,26; \quad (3.7)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}} = \frac{200 \cdot 3}{\sqrt{49,61 \cdot 1,03}} = 83,99; \quad (3.8)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{200 \cdot 3}{\sqrt{54,22 \cdot 1,03}} = 80,34. \quad (3.9)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}} = \frac{30000}{9,81 \cdot 3^2 \cdot (1,03 \cdot 49,61)^{1,5}} = 1. \quad (3.10)$$

Приведенный расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

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

Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбин РО75-В, ПЛД 60 Б60°, ПЛ 60 Б представлены в приложении Б, таблицах Б.1, Б.2, Б.3.

Далее рассматриваем турбины РО75-В-300, ПЛ-60-В-400 и турбину ПЛД60-В-355, так как при других диаметрах расчетная точка на главной универсальной характеристике находится за пределами рекомендуемой зоны работы, линия ограничения по пропускной способности находится в недопустимом диапазоне. Зона работы данных турбин представлена на УХ (приложение Б, рисунки Б.1, Б.2, Б.3)

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия безкавитационной работы гидротурбины, необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Для турбины РО-75В (диаметр рабочего колеса 3 м):

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{n.b.}(Q_{n.b.}) + H_s = 100,9 + 1,87 = 102,77, \quad (3.12)$$

где  $Z_{n.b.}(Q_{n.b.})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{n.b.}$ , соответствующим расчётному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;

Работа одного агрегата с расчётной мощностью и Нрасч;

Работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{HB}(Q_{HB})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_X = 10,3 - \frac{100,9}{900} - 0,129 \cdot 54,22 - 1,5 + 0,525 = 1,87, \quad (3.13)$$

где  $B=10,3$  м вод. ст. – барометрическое давление;

$Z_{HB}(Q_{HB})$  – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

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

$Z_{X,пл.}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО равна  $\frac{B_0}{2}$ ;  $B_0 = \frac{B_{0M} \cdot D_{1H}}{D_{1M}}$ .

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D <sub>1</sub> , м	Z <sub>a</sub> , шт	n <sub>c</sub> , об/мин	N <sub>a</sub> , МВт	H <sub>s1</sub> , м	H <sub>s2</sub> , м	H <sub>s3</sub> , м	η <sub>t</sub> , %
<b>РО 75В</b>	<b>3,00</b>	<b>4</b>	<b>200</b>	<b>30</b>	<b>1,87</b>	<b>1,12</b>	<b>0,98</b>	<b>95</b>
ПЛД 60В	3,55	2	230,8	60	-19,78	-24,33	-25,23	93
ПЛ 60В	4,00	2	214,3	60	-6,06	-11,07	-12,78	94

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину РО-75-В-300, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитываться для самого неблагоприятного случая, то есть  $H_s = 1,87$ . Для этого случая  $Z_{HB}=100,9$ . Тогда заглубление по формуле (3.12):

$$\nabla Z_{p.k.} = 100,9 + 1,87 = 102,77 \text{ м.}$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{30}{0,85} = 35,29 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.14)$$

где  $\cos\varphi$  принимаем в пределах от 0,81 до 0,9.

Число полюсов гидрогенератора:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{200} = 30. \quad (3.15)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор:

СВ-595/100-30 УХЛ5. Данные генератора представлены в приложении Б, в таблице Б.4.

### 3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлическая спиральная камера ( $\varphi = 345 \div 360^\circ$ ) имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зубца, служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для конкретной турбины выбирают высоту направляющего аппарата  $b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 3 = 1,05$  м и угол обхвата  $\varphi = 345^\circ$ ; а так же высоту статора  $b_1 = b_0 + 0,02 = 1,07$  м.

Основные размеры статора для  $D_1 = 3$  м:

$$D_a = 4,69 \text{ м};$$

$$D_b = 4 \text{ м};$$

$$D_4 = 5 \text{ м};$$

$$R_4 = 2,5 \text{ м};$$

$$h_1 = 0,285 \text{ м.}$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 1,07 + 2 \cdot 0,285 = 1,64 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимают по графику  $v_{\text{ср}} = f(H_p)$ , откуда  $v_{\text{ср}} = 6,57 \text{ м}^3/\text{с.}$

Вычисляем расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{62 \cdot 345}{360} = 59,42 \frac{\text{м}^3}{\text{с.}} \quad (3.17)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{cp}}} = \frac{59,42}{6,57} = 9,04 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{9,04}{3,14}} = 1,7 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,5 + \sqrt{1,7^2 - \left(\frac{1,64}{2}\right)^2} = 3,99 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + p_{\text{вх}} = 3,99 + 1,7 = 5,68 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения:

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (a - \sqrt{a^2 - \rho^2})}{\varphi} = \frac{360 \cdot (3,99 - \sqrt{3,99^2 - 1,7^2})}{345} = 0,4; \quad (3.22)$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = \frac{345}{360} = 0,96. \quad (3.23)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^0$ , рассчитываем все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 1,11 + 0,38 = 1,49. \quad (3.24)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x = 2,5 + 1,49 = 3,99. \quad (3.25)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \sqrt{2,88} = 1,7. \quad (3.26)$$

Параметры спиральной камеры представлены в приложении Б, таблице Б.5.

Для дальнейших углов  $\varphi$  сечение СК принимает форму эллипса, методика указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\varphi$  до координаты  $(\varphi = 0; R = \frac{4}{2})$ . Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $R=f(\varphi)$  представлено на рисунке 3.1.

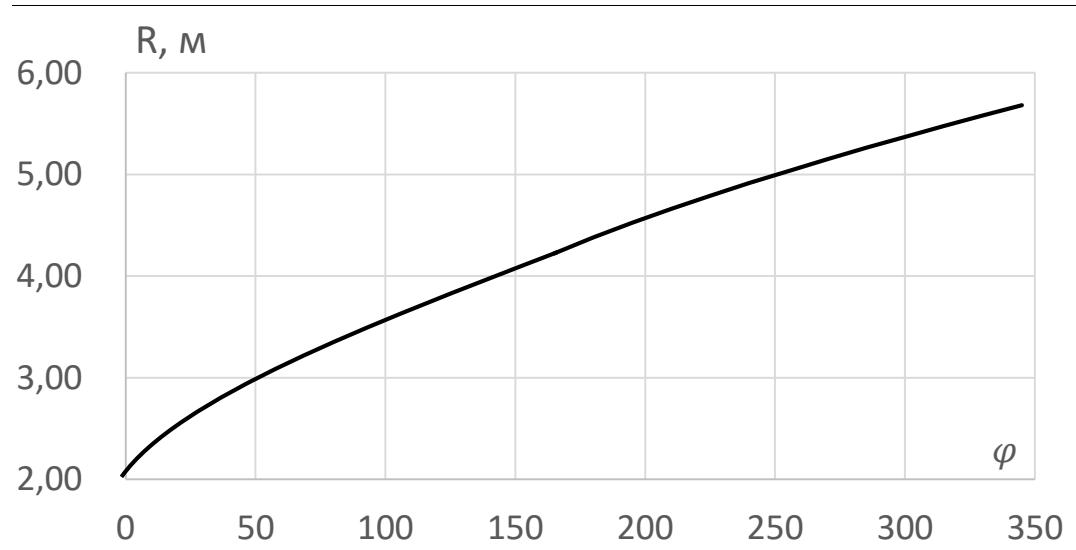


Рисунок 3.1 - Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $R=f(\varphi)$

Снимаем значение  $R_b$  в зависимости от угла  $\varphi$ :  $R_{(\varphi=150)} = 4,09 м$

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{1,64}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 1,43 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_2(\varphi=150) = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = \frac{4,09 - (2,5 + 1,43 \cdot (1 - \cos 35))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 0,81 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Данные заносим в таблицу 3.4

Таблица 3.4 – Параметры эллиптической части спиральной камеры

№ точки	$\phi$	$p_1$	$R$	$p_2$
14	150	1,42	4,09	0,812
15	135		3,92	0,708
16	120		3,78	0,623
17	105		3,61	0,519
18	90		3,44	0,415
19	75		3,28	0,318
20	60		3,11	0,214
21	45		2,89	0,080

Чертёж спиральной камеры представлен в Приложении Б, рисунке Б.4.

### 3.6 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33}, \quad (3.29)$$

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

Принимаем  $\tau_{\text{доп}} = 35 \text{ МПа}$ , а крутящий момент  $M_{\text{кр}}$  определяем по формуле:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 30000}{200} = 14,61 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.30)$$

Наружный диаметр вала считаем по формуле 3.29:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot 14,61}{35} \right)^{0,33} = 1,28 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем диаметр вала 1,3 метра.

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 30000}{200 \cdot 3} = 40 \text{ кН}. \quad (3.31)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\text{п}}$ , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_{\text{в}}$ [9]:

Для  $D_{\text{в}} = 1300 \text{ мм}$ ;

$d_{\text{п}} = 1320 \text{ мм}$ ;

$h_{\text{п}} = 500 \text{ мм}$ ;

$$Z_{\text{сегм}} = 10.$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}]. \quad (3.32)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое  $[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U$  (кПа).

$$U = \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 200 \cdot 1,32}{30} = 27,65 \text{ м/с.} \quad (3.33)$$

Определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{40}{1+2 \cos 36+2 \cos 72} = 12,36, \quad (3.34)$$

где  $\alpha$  - центральный угол расположения сегментов, равный :

$$\alpha = \frac{360^0}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{10} = 36; \quad (3.35)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 27,65 = 801,73 \text{ кПа.}$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{40}{0,37 \cdot 0,5} = 214,35 \text{ кПа,} \quad (3.36)$$

где  $l_{\text{сегм}}$  - длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 1,32}{10} = 0,37 \text{ м;} \quad (3.37)$$

$$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}].$$

$214,35 \leq 801,73$  – условие выполнено. Выбранный сегментный подшипник способен воспринять все радиальные нагрузки в процессе работы.

### 3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

По номограмме [7] для турбины РО75-В-355 определим тип маслонапорной установки: МНУ 1,6/1 – 40 – 2,5 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 1,6 м<sup>3</sup>, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), имеющим сливной бак МА 2,5 – 2 вместимостью 2,5 м<sup>3</sup> с двумя насосами.

Выбираем электрогидравлический регулятор [7]: ЭГР – 2И1 – 100 – 11.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–100–11;

Принимаем к установке в машинном зале ГЭС кран монтажный мостовой грузоподъемностью 300 т.

### 3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям [9], исходя из диаметра шахты гидроагрегата, которая равна 6,62 метра, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машинного зала принимаем равной 20,52 метрам.

Ширину монтажной площадки принимаем равной 15 метрам. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Для русловых зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{бл} = B_{сп} + 2 \cdot B_{сл} = 9,89 + 2 \cdot 1,5 = 13 \text{ м}, \quad (3.36)$$

где  $B_{сп}$  – ширина спиральной камеры;

$B_{сл}$  – ширина слоя бетона между соседними агрегатами.

Длина машинного зала:

$$L_{мз} = n \cdot B_{бл} + L_{мп} = 4 \cdot 13 + 15 = 67 \text{ м}, \quad (3.35)$$

где  $L_{мп}$  - ширина монтажной площадки.

Высоту и пролёт машинного зала назначаем минимально возможными их условия проноса наиболее крупного монтажного узла. Принимаем  $H_{мз}=15,28$  метров.

### 3.9 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС должна выбираться в соответствии с ОСТ 108.023.105-84.

Для выбора схемы компоновки необходимы следующие данные:

Тип генератора: Подвесной

Номинальные значения  $D_1$ : 3 м

Расположение под пятника генератора: на верхней крестовине

Расположения подшипников генератора  
Верхнего: в верхней крестовине  
Нижнего: на нижней.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Миатлинской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям надежности и безопасности эксплуатации [9].

Для Миатлинской ГЭС рассмотрим 2 схемы, с одиночными и укрупненными блоками. Данные виды генераторных блоков представлены на рисунке 4.1.

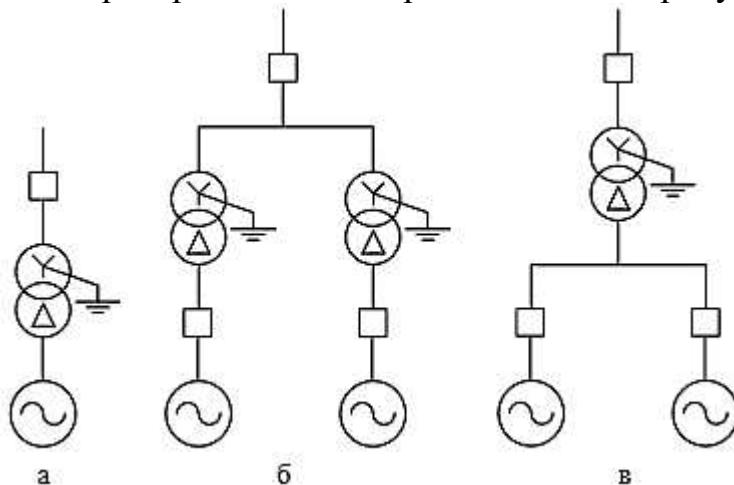


Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков:

а – простой (единичный) блок; б – объединённый блок с повышающим трансформатором на каждый генератор; в – укрупненный блок с одним трансформатором на несколько генераторов

### 4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

Так как установленная мощность Миатлинской ГЭС до 2000 МВт, то мощность собственных нужд ГЭС принимается равным (1-2)%  $P_{уст}$ :

$$P_{c-h} = 0,02 \cdot P_{уст} = 0,02 \cdot 120000 = 2400 \text{ кВт} \quad (4.1)$$

Принимаем  $S_{тсн} = 2500 \text{ кВА}$

Принимаем 3 трансформатора, мощностью 2500 кВА

По каталогу ООО «Энерго-Завод» [10], выбирается трансформатор ТСЛ-2500/10/6.

### 4.3 Выбор главных повышающих трансформаторов

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки собственных нужд. Таким образом, расчетная мощность одного силового трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = S_{\Gamma} - S_{\text{сн}} = 36,7 - 3 = 33,7 \text{ МВА}, \quad (4.2)$$

где  $S_{\text{сн}}$  – полная мощность собственных нужд.

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» [11] были выбраны трансформаторы ТРДН 40000/115 для схем с одиночными блоками. Паспортные данные представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Паспортные данные ТРДН 40000/115

$S_{\text{ном}},$ кВА	U, кВ		$U_{\text{кз}},$ %	$I_{\text{xx}},$ %	$\Delta P_x,$ Вт	$\Delta P_k,$ Вт	Габаритные размеры
	$U_{\text{вн}},$ кВ	$U_{\text{нн}},$ кВ					
40000	115	10,5	11	0,28	75	170	6500x4000x6000

Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком. Расчетная мощность одного силового трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2(S_{\Gamma} - S_{\text{сн}}) = 2(36,7 - 3) = 67,4 \text{ МВА}, \quad (4.3)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» [11] были выбраны трансформаторы ТРДН 80000/110 для схем с укрупнёнными блоками. Паспортные данные представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Паспортные данные ТРДН 80000/110

$S_{\text{ном}},$ кВА	U, кВ		$U_{\text{кз}},$ %	$I_{\text{xx}},$ %	$\Delta P_x,$ Вт	$\Delta P_k,$ Вт	Габаритные размеры
	$U_{\text{вн}},$ кВ	$U_{\text{нн}},$ кВ					
80000	115	10,5	10,5	0,23	40	310	7950x4700x6450

#### 4.4 Количество отходящих линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = z_a \cdot (S_{\Gamma} - S_{\text{сн.}}) = 4 \cdot (36,7 - 3) = 133 \text{ МВА} \quad (4.4)$$

где  $z_a$  – число агрегатов, 4 шт.

Количество отходящих линий:

$$n_{\text{л}} = \frac{(n_{\Gamma} \cdot S_{\Gamma} - S_{\text{сн}}) \cos \varphi_c}{P_{\text{пр}} \cdot K_{110}} + 1 = \frac{33 \cdot 0,9}{30 \cdot 1,4} + 1 = 1,71 \quad (4.5)$$

где  $P_{\text{пр}}$  – пропускная способность на одну цепь ВЛ 110 кВ, равная 30 МВт;

$K_{110}$  – поправочный коэффициент, 1,4;

$\cos \varphi_c$  – коэффициент мощности системы.

Полученное значение округляется в большую сторону и, таким образом, число линий ВЛ 110 принимается равным  $n_{\text{л}}=2$ .

Ток воздушной линии:

$$I_{\text{ВЛ110}} = \frac{133 - 0,266}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,349 \text{ кA},$$

По величине тока выбирается провод марки АС300/27, которому соответствуют следующие характеристики:

- допустимый длительный ток  $I_{\text{доп}}=730 \text{ A}$ ;
- $x_{0\text{уд}}=0,89 \text{ Ом/км}$ ;
- $r_{0\text{уд}}=0,095 \text{ Ом/км}$ .

Ток для проверки сечения провода по нагреву:

$$I_{\text{ВЛ110,утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{вл}}-1)\sqrt{3} \cdot U_{\text{py}}} = \frac{133}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,648 \text{ кA} \quad (4.6)$$

$$I_{\text{ВЛ110,утяж}} < I_{\text{доп}};$$

$$0,648 \text{ кA} < 0,730 \text{ кA}$$

Следовательно, провод АС 300/27 прошел проверку сечения по нагреву.

## 4.5 Выбор схемы распределительного устройства

Выбор схем элекрических соединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надёжность, экономичность, безопасность обслуживания и удобство эксплуатации, так же оперативная гибкость.

Задача заключается в поиске оптимального варианта. Выбор, обычно, производят на основании сравнения технико-экономического расчёта вариантов, а также на основании опыта проектирования.

При проектировании Миатлинской ГЭС целесообразно применение ОРУ.

### 4.5.1 Выбор схемы РУ для одиночных блоков

Число присоединений ОРУ 110 кВ равно 6 (две воздушных линии, четыре блока генератор - трансформатор). В соответствие с СТО «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [12] для Миатлинской ГЭС выбирается схема с двумя рабочими и одной обходной системами шин (№ 110-13Н). В общем виде данная схема представлена на рисунке 4.2.

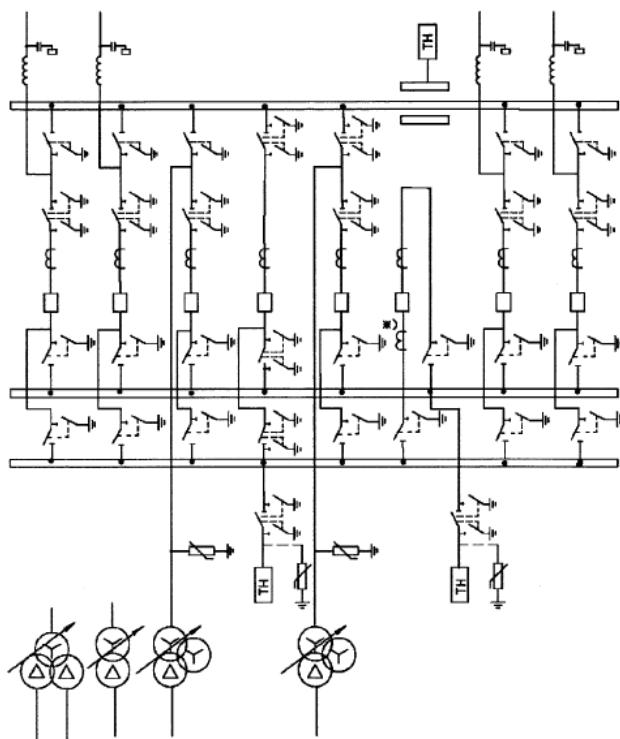


Рисунок 4.2 – Схема РУ 110 кВ

#### 4.5.2 Выбор схемы РУ для укрупнённых блоков

Число присоединений равно 4 (2 ВЛ и 2 укрупнённых блока генератор – трансформатор).

Выбираем схему «четырехугольник».

Выбранная схема представлена на рисунке 4.3.

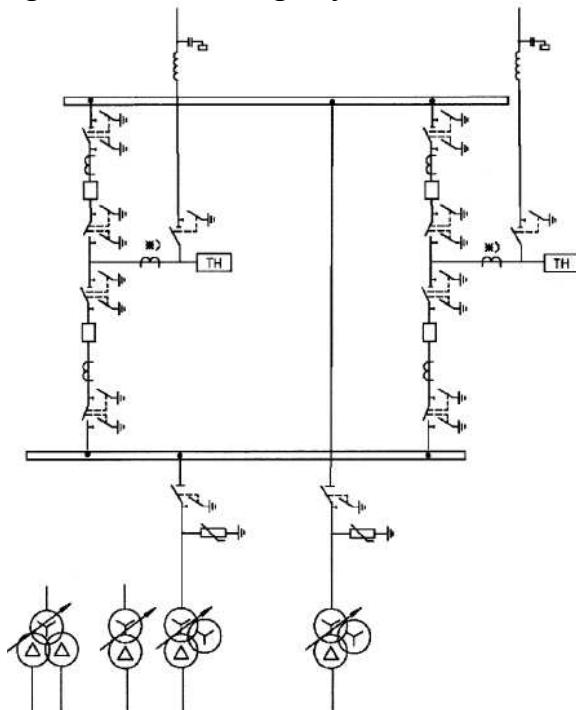


Рисунок 4.3 – Схема РУ 110

## 4.6 Технико-экономический расчет

### 4.6.1 Технико – экономический расчёт схемы с простыми блоками

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

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4464}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2850,1 \text{ ч/год}, \quad (4.7)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_b, \quad (4.8)$$

где  $\mu = 0,5$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных) в год;  
 $T_{пл} = 28,03$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,015$  – параметр потока отказов трансформатора блока;  
 $T_b = 70,08$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{раб} = 8760 - 14 - 1,05 = 8745 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$\Delta W$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

$x$

= Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$n$

$$T \quad \Delta W_h = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{T_{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{170}{4} \cdot \left( \frac{33}{40} \right)^2 \cdot 2850,1 = 82367,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (4.10)$$

$P$

$x$  Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$t$

$$I_{пот} = \beta \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_h), \quad (4.11)$$

$p$   
 $a$

$$I_{пот} = 4,5 \cdot (2705867) = 12176 \text{ тыс. руб/год}$$

$b$   
 $=$

Стоимость капитальных затрат:

$c$

$=$

$$K = n_T \cdot K_T + n_{TCH} \cdot K_{CH} + n_B \cdot K_{py} = 4 \cdot 82110,6 + 3 \cdot 995 + (8 * 14616 + 3 * 1856) = 453923 \text{ тыс. руб}, \quad (4.12)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформатора, 82110,6 тыс. руб;  
 $n_T$  – количество силовых трансформаторов, 4 шт;  
 $K_{CH}$  - стоимость трансформатора собственных нужд, 995 тыс. руб;  
 $n_{TCH}$  – количество трансформаторов собственных нужд, 3 шт;  
 $K_{py}$  – стоимость ячеек выключателей ОРУ, 14616 (110 кВ), 1856 (10,5 кВ) тыс. руб;  
 $n_B$  – количество ячеек выключателей ОРУ, 8 на 110 кВ, 3 на 10,5 кВ шт.

Приведенные затраты:

$$3 = 0,15 \cdot K + I = 0,15 \cdot 453923 + 12176,4 = 80265 \text{ тыс. руб} \quad (4.13)$$

где  $K$  – стоимость капитальных затрат, тыс. руб;  
 $I$  – стоимость потерь электроэнергии на станции, тыс. руб.

#### 4.6.2 Технико – экономический расчёт схемы с укрупненными блоками

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

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4464}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2850,1 \text{ ч/год}, \quad (4.14)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_B, \quad (4.15)$$

где  $\mu = 0,5$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных) в год;  
 $T_{пл} = 28,03$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,015$  – параметр потока отказов трансформатора блока;  
 $T_B = 70,08$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{раб} = 8760 - 14 - 1,05 = 8745 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 2 \cdot 40 \cdot 8745 = 699,8 \text{ МВт·ч}, \quad (4.16)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{310}{2} \cdot \left( \frac{33}{80} \right)^2 \cdot 2850,1 = 75869,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (4.17)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H), \quad (4.18)$$

$$I_{\text{пот}} = 4,5 \cdot (699,8 + 75869,9) = 344564 \text{ тыс. руб/год}$$

Стоимость капитальных затрат:

$$K = n_T \cdot K_T + n_{TCH} \cdot K_{CH} + n_B \cdot K_{py} = 2 \cdot 139920 + 3 \cdot 995 + (6 * 14616 + 4 * 1856) = 377945 \text{ тыс. руб}, \quad (4.19)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформатора, 139920 тыс. руб;  
 $n_T$  – количество силовых трансформаторов, 2 шт;  
 $K_{CH}$  – стоимость трансформатора собственных нужд, 995 тыс. руб;  
 $n_{TCH}$  – количество трансформаторов собственных нужд, 3 шт;  
 $K_{py}$  – стоимость ячеек выключателей ОРУ, 14616 (110 кВ), 1856 (10,5 кВ) тыс. руб;  
 $n_B$  – количество ячеек выключателей ОРУ, 7 на 110 кВ, 3 на 10,5 кВ шт.

Приведенные затраты:

$$3 = 0,15 \cdot K + I = 0,15 \cdot 377945 + 344564 = 401256 \text{ тыс. руб} \quad (4.20)$$

где  $K$  – стоимость капитальных затрат, тыс. руб (по формуле 4.19);  
 $I$  – стоимость потерь электроэнергии на станции, тыс. руб (по формуле 4.18).

Так как затраты схемы ГЭС с одиночными блоками меньше, чем схема с укрупнёнными блоками, то её и принимаем для проектируемой ГЭС.

## 4.7 Расчет токов короткого замыкания

### 4.7.1 Параметры элементов схемы для расчета токов КЗ

На данном этапе определяются индуктивные и активные сопротивления всех элементов схемы в именованных единицах.

Индуктивное сопротивление синхронного генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,25 \cdot \frac{10,5^2}{36,7} = 0,75 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление, о.е.;  
 $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность генератора, МВА;  
 $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение генератора, кВ.  
Активное сопротивление синхронного генератора:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{2\pi \cdot f_c \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,75}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,045} = 0,053 \text{ Ом} \quad (4.22)$$

где  $f_c$  – частота тока в энергосистеме, равная 50 Гц;  
 $T_{a,\Gamma}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивление силового трансформатора:

$$x_T = \frac{u_{K3\%}}{100} \cdot \frac{U_{T,BH}^2}{S_T} = \frac{11}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 36,37 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K}{2} \cdot \frac{U_{T,BH}^2}{S_T^2} = \frac{0,17}{2} \cdot \frac{115^2}{40^2} = 0,7 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

где  $u_{K3\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  
 $U_{T,BH}$  – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;  
 $S_T$  – полная номинальная мощность трансформатора;  
 $\Delta P_K$  – потери КЗ в трансформаторе.

Коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{10,5}{115} = 0,091, \quad (4.25)$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ:

$$x_L = x_{o,уд} \cdot l = 0,89 \cdot 5,55 = 4,34 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

$$r_L = r_{o,уд} \cdot l = 0,096 \cdot 5,55 = 0,533 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где  $x_{o,уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, равное 0,89 Ом/км;  
 $r_{o,уд}$  – удельное активное сопротивление ВЛ, равное 0,096 Ом/км.  
ЭДС генератора:

$$E_1 = 1,13 \cdot U_{\text{ном}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ} \quad (4.28)$$

Сопротивления системы:

$$x_c = \frac{U_6^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{115^2}{80} = 165,31 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{165,31}{0,03 \cdot 314} = 17,55 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

#### 4.7.2 Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения «RastrWin»

Ниже представлены таблицы с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора. Исходные данные по узлам, по ветвям и по генераторам представлены на рисунках 4.4, 4.5 и 4.6.

Результаты расчетов представлены в таблице 4.3.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном
1			Нагр	1	Блок 1	10
2			Нагр	2	Блок 2	10
3			Нагр	3	Блок 3	10
4			Нагр	4	Блок 4	10
5			Нагр	5	ОРУ	110
6			Нагр	6	Система	110
7			Нагр	7	Г1	10
8			Нагр	8	Г2	10
9			Нагр	9	Г3	10
10			Нагр	10	Г4	10

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/r
1			Тр-р	5	1			ОРУ - Блок 1	0,70	36,37		0,095
2			Тр-р	5	2			ОРУ - Блок 2	0,70	36,37		0,095
3			Тр-р	5	3			ОРУ - Блок 3	0,70	36,37		0,095
4			Тр-р	5	4			ОРУ - Блок 4	0,70	36,37		0,095
5			ЛЭП	5	6			ОРУ - Система	17,55	165,31		
6			Выкл	1	7			Блок 1 - Г1				
7			Выкл	2	8			Блок 2 - Г2				
8			Выкл	3	9			Блок 3 - Г3				
9			Выкл	4	10			Блок 4 - Г4				

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

The screenshot shows a software interface with tabs at the top: Узлы (Nodes), Ветви (Branches), Состав/Несим (Composition/Not Simulated), and Генератор/Несим (Generator/Not Simulated). Below the tabs is a toolbar with icons for selection, zoom, and other functions. A table is displayed with columns: S, №, № сост, Тип, П1, П2, П3, I1, dI1, r1, x1, I2, dI2, r2, x2. The data rows are:

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2
1	1	1	Шунт	5					1,5526	27,3999			1,5526	27,3999

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Таблица 4.3 – Результаты расчетов

Тип КЗ	Номер узла КЗ	$I_{n0}$ , кА
3ф	5	2,84
1ф	5	4,26
3ф	10	21,34

#### 4.7.3 Расчет апериодической составляющей и ударного тока короткого замыкания

Выполняем расчёт в программном комплексе «RastrWin» с помощью шунта и находим эквивалентные сопротивления для узлов.

- Для узла 5 (СШ 110 кВ), полученное значение представлено на рисунке 4.7.

The screenshot shows a software interface with tabs at the top: Узлы (Nodes), Ветви (Branches), Состав/Несим (Composition/Not Simulated), and Генератор/Несим (Generator/Not Simulated). Below the tabs is a toolbar with icons for selection, zoom, and other functions. A table is displayed with columns: S, №, № сост, Тип, П1, П2, П3, I1, dI1, r1, x1, I2, dI2, r2, x2. The data rows are:

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2
1	1	1	Шунт	5					1,5526	27,3999			1,5526	27,3999

Рисунок 4.7 – Эквивалентное сопротивление для узла 5 (СШ 110)

Запишем сопротивление в комплексном виде:

$$Z = 1,55 + j27,4 \text{ Ом};$$

Тогда постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} = \frac{27,4}{314 \cdot 1,55} = 0,056 \text{ с}; \quad (4.31)$$

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,056} = 1,84; \quad (4.32)$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(1)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 4,26 \cdot 1,84 = 18,07 \text{ кА}; \quad (4.33)$$

2) Для узла 10 (Главные вывода генератора).

Сопротивление в комплексном виде рассчитано методом симметричных составляющих.

$$r_{\Sigma} = 1,1 \text{ Ом}$$

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 48,64 \text{ Ом}$$

$$x_{0\Sigma} = 38,21 \text{ Ом}$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{48,64}{314 \cdot 1,1} = 0,141 \text{ с}; \quad (4.34)$$

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,141} = 1,93; \quad (4.35)$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 21,34 \cdot 1,93 = 58,24 \text{ кА}; \quad (4.36)$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 21,34 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,141}} = 24,44 \text{ кА}. \quad (4.37)$$

Сведём все результаты в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчёта

Точка КЗ	$I_{\text{п0}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}^{(1)}, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$
K1 (шины 110 кВ)	2,84	4,26	18,07
K2 (генератор 10,5 кВ)	21,34	-	58,24

## 4.8 Выбор электрических аппаратов

При выборе электрических аппаратов необходимо выполнять несколько требований:

1. Длительное проведение рабочих токов без чрезмерного повышения температуры;

2. Противостояние кратковременным электродинамическим и тепловыми действиям токов КЗ;
3. Выдерживание механических нагрузок, удовлетворение требованиям экономичности.

#### **4.8.1 Расчёт по условиям рабочего и утяжеленного режимов**

Нормальный режим – это режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перегрузок.

Утяжеленный режим – это режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут увеличиваться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчетные токи присоединений определяются для различных элементов энергосистем.

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

$$I_{\text{г,раб.}max} = 1,05 \cdot I_{\text{г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г,ном}}} = 1,05 \cdot \frac{36,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 212 \text{ A;} \quad (4.38)$$

Присоединения линий связи с системой 110 кВ нормальный режим:

$$I_{\text{вл,раб.}max} = \frac{S_{\text{г1-г4}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{вл}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot 36,7}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 385 \text{ A;} \quad (4.39)$$

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{вл,раб.утяж}} = \frac{S_{\text{г1-г4}}}{\sqrt{3} \cdot (n_{\text{вл}} - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot 36,7}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 771 \text{ A;} \quad (4.40)$$

Присоединения отпаечных трансформаторов собственных нужд на генераторном напряжении 10,5:

$$I_{\text{тсн,раб.}max} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{тсн.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{тсн.ном}}} = 1,05 \cdot \frac{0,04}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,3 \text{ A;} \quad (4.41)$$

#### **4.8.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения**

Была принято решение установить генераторный комплекс КАГ - 20 фирмы «Электроаппарат» г. Санкт-Петербург, Россия [13].

Далее на генераторное напряжение 10,5 кВ были произведены выбор и проверка разъединителей. Наиболее подходящим разъединителем является РЛК-10 производства компании ЗАО «Зэто» [18], г. Великие Луки, Россия. Каталожные данные по разъединителю представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Сводная таблица по выбору разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные
	РЛК-10 «Зэто»
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} = 0,212 \text{ кВ}$	$I_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 21,34 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 58,24 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 60 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{ПЗА}}) = 21,34^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 41 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 60^2 \cdot 3 = 10800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

#### 4.8.2.1 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Для контроля параметров генератора и синхронизации его с сетью устанавливаем следующие приборы, приведенные в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:			
Анализатор сети	Беркут-ММТ	0,5	8
В цепи ротора:			
Анализатор сети	Беркут-ММТ	0,5	8
Синхронизатор	AC-M3	0,5	15
			$\Sigma=31$

Принимаем микропроцессорный автоматический синхронизатор АС-М3 производства ООО «АСУ-ВЭИ» (г. Москва).

Микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3 предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации. АС-М3 может быть использован также для включения линии электропередачи, связывающей несинхронные части энергосистемы.

В качестве анализатора сети был выбран анализатор сетей доступа нового поколения семейства Беркут-ММТ (г. Воронеж).

#### 4.8.2.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбираем трансформатор тока ТТЭО – 10. Производитель – фирма «Профтек», г. Москва [19]. Проверка трансформатора ТТЭО – 10 представлена в приложении В, в таблице В.6.

Так же выбираем трансформатор напряжения. Наиболее подходящим является ТТЭО-10, производителем которого является «Профтек» [19].

### **4.8.3 Выбор электрооборудования для РУ 110 кВ**

#### **4.8.3.1 Выбор выключателей и разъединителей**

В качестве электрического коммутационного аппарата высокого напряжения был выбран колонковый элегазовый выключатель ВГП- 110, производства «Электроаппарат», г. Санкт-Петербург [13].

В приложении В, таблице В.7 сведены данные по выбору высоковольтных аппаратов на генераторном напряжении.

Следующим шагом был выбран разъединитель РД 110 производства компании «Электроаппарат» г. Санкт Петербург, Россия [13]. Каталожные данные по разъединителю представлены в приложении В, в таблице В.8.

Для защиты от перенапряжений со стороны высшего напряжения был выбран ОПНп-110/550/125. (п – полимер, материал покрышки; 550 – величина тока пропускной способности, А; 125 – наибольшее длительно допустимое действующее значение рабочего напряжения, кВ) фирмы АС «Энергия».

В приложение В, таблицу В.9 сведены параметры анализатора высшего напряжения.

#### **4.8.3.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения**

Далее для распределительного устройства выбирается измерительный трансформатор напряжения. В данном случае наиболее подходящим оказался трансформатор напряжения ТНЭО-110 производства АО «Профтек» г. Москва, Россия [19].

Комплектуем ОРУ оптоэлектронным трансформатором тока ТТЭО-110. Производитель АО «Профтек» [19]. Проверка трансформатора тока представлена в приложении В, таблице В.10.

### **4.9 Схема собственных нужд**

Схема собственных нужд выполнена на основе СТО «Системы питания собственных нужд ГЭС» [20]. Пункт 5.3.2 Распределительные устройства СН 6(10) и 0,4 кВ выполняются с одной системой сборных шин. Каждая из секций присоединяется кциальному источнику питания, которые, таким образом, являются взаиморезервирующими.

Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания. Секции питаются от трёх трансформаторов собственных нужд ТСН1, ТСН2, ТСН3 типа ТСЛ-2500/10/6. Осуществляется взаимное резервирование, агрегатные собственные нужды для каждого генератора запитываются от агрегатных трансформаторов собственных нужд, а также

осуществлено резервное питание от резервного трансформатора РТСН типа ТМН 2500/35/6, имеются две дизель-генераторные установки для осуществления резервного питания особо ответственных потребителей.

#### **4.9.1 Выбор дизель – генератора**

Мощность дизель – генератора выбираем, исходя из обеспечения работы системы автоматического пожаротушения, собственных нужд агрегата для его пуска в работу, приводов затворов, водосбросов и других ответственных потребителей, определяемых проектом, а также основываясь на опыте гидроэлектростанций подобной мощности. На шины 0,4 кВ Принимается дизель-генераторная установка АД-3000-Т400. Номинальная полная мощность 3750 кВА, номинальная активная мощность 3000 кВт. На шины 6 кВ Принимается дизель-генераторная установка АД-2560-Т400. Номинальная полная мощность 3520 кВА, номинальная активная мощность 2816 кВт. ДГУ произведены компанией «Спецмаш», г. Новосибирск, Россия [14].

#### **4.9.2 Выбор резервного трансформатора собственных нужд**

В качестве резервного трансформатора СН принят ТМН-2500/35/6 с номинальным напряжением 35 кВ. Он будет питать собственные нужды Миатлинской ГЭС от подстанции «Ярык-су» (5,55 км). Произведен данный трансформатор компанией «Энерго- завод» в г. Екатеринбург, Россия [15]. На рисунке В.16, в приложении В представлены технические характеристики трансформатора ТМН-2500/35/6.

## 5 Релейная защита и автоматика

### 5.1 Расчет номинальных токов

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{36,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2018 \text{ A.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ном}}^2 = \frac{I_{\text{ном}}^1 \cdot K_{\text{cx}}}{K_{\text{tt}}} = \frac{2018 \cdot 1}{2500/5} = 4,03 \text{ A.} \quad (5.2)$$

Номинальный ток на высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{вн}}^1 = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{36,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 184,25 \text{ A.} \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}}^2 = \frac{184,25}{200/5} = 4,61 \text{ A.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:  
Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{нн TB}} = \frac{I_{\text{ном рот}}^{(1)}}{1,2255} = \frac{1250}{1,2255} = 1020 \text{ A,} \quad (5.5)$$

где  $I_{\text{ном рот}}^{(1)}$  – номинальный ток ротора.

$$S_{\text{TB}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{нн TB}} \cdot U_{\text{нн TB}} = \sqrt{3} \cdot 1020 \cdot 0,375 = 663 \text{ кВА,} \quad (5.6)$$

где  $U_{\text{нн TB}}$  – напряжение на кольцах ротора, равное 0,375 кВ.

Принимаем трансформатор возбуждения ТСЗ–1000/10,5/0,4.

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{\text{вн TB}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ A.} \quad (5.7)$$

Номинальный ток высшего напряжения, протекающий на трансформаторе возбуждения, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн ТВ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн ТВ}}^{(1)}}{K_{\text{тт ТВ}}} = \frac{54,99}{60/5} = 4,58 \text{ A}, \quad (5.8)$$

где  $K_{\text{тт ТВ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне трансформатора возбуждения.

Номинальный вторичный ток ротора, протекающий на стороне высшего напряжения трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{вн рот}}^{(2)} = \frac{I_{\text{H рот}}^{(1)} \cdot U_{\text{нн ТВ}} \cdot K_{\text{сх}}}{1,2255 \cdot U_{\text{вн ТВ}}} = \frac{1250 \cdot 0,375 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10,5} = 36,43 \text{ A}, \quad (5.9)$$

где  $I_{\text{H рот}}^{(1)}$  – номинальный ток ротора;

$U_{\text{нн ТВ}}$  – напряжение на кольцах ротора (низкой стороны).

Номинальный вторичный ток ротора, протекающий на стороне высшего напряжения трансформатора возбуждения, приведённый к низшей стороне ТТ:

$$I_{\text{вн рот}}^{(2)} = \frac{I_{\text{H рот}}^{(1)} \cdot U_{\text{нн ТВ}} \cdot K_{\text{сх}}}{1,2255 \cdot U_{\text{вн ТВ}} \cdot K_{\text{тт ТВ}}} = \frac{1250 \cdot 0,375 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10,5 \cdot 60/5} = 3,04 \text{ A}, \quad (5.10)$$

где  $K_{\text{тт ТВ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока со стороны трансформатора возбуждения.

## 5.2 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе ГГ СВ – 595/100-30УХЛ5:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;

- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
  - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
    - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- На силовом трансформаторе блока ТРДН – 40000/110/10,5:
- 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 110 кВ;
  - Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-110)
  - Резервная максимальная токовая защита;
  - Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
  - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
  - Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- На трансформаторе СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
  - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
  - Защита от перегрузки
  - Реле тока охлаждения
- На линиях электропередачи 110 кВ:
- Основные защиты:
    - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
  - Резервные защиты:
    - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
    - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
    - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
    - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

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

#### **5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ )**

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{CP} < 0,2 \cdot I_H$ ) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{ном}} = 2020 \text{ А.}$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{ТТ}} = 2500/5 \text{ А.}$

1) 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:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.11)$$

где  $K_{\text{одн}} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.12)$$

где  $K_{\text{H}} = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}}.$

2) 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:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.13)$$

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

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

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

$I_{\text{МАКС}}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения.

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\text{г}}}{x''_d} \cdot I_{\text{H}}. \quad (5.14)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.13):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,02}{0,18} \cdot 9143 = 914 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{HB(K3)} \cdot K_H}{I_T}; \quad (5.15)$$

$$K_T > \frac{914 \cdot 2}{9143};$$

$$K_T > 0,2,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

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

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.16)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.17)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

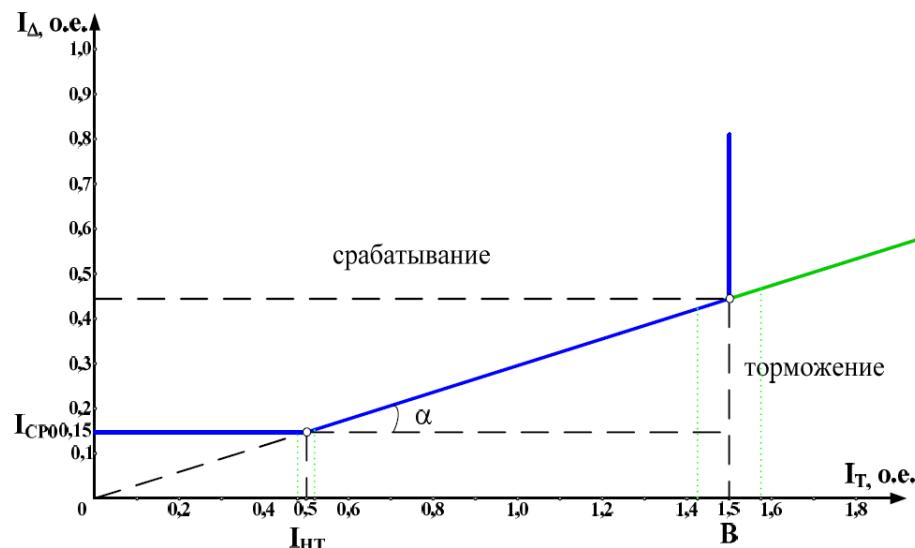


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_{N(U_0)}$ )

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

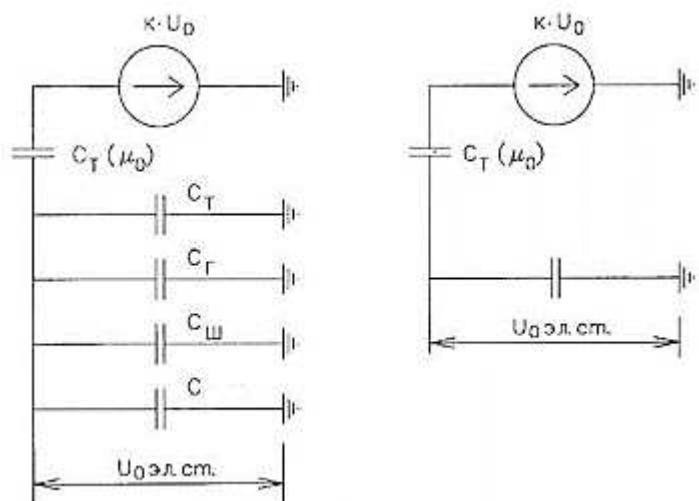


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора:

$C_G$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_W$  – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C_{\text{вг}}$  – емкость генераторного выключателя

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:  
Емкости генератора и генераторного выключателя:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{III} + C_{B\Gamma} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = \\ = 0,97 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}; \quad (5.18)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.19)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{ном ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ.} \quad (5.20)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 5,51 \text{ А.} \quad (5.21)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 110 кВ (по формуле 5.20):

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 22130 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,97} = 102,22 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}; \quad (5.22)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 102,22}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}};$$

$$U_{CP} \geq 0,89,$$

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

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третей 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  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.23)$$

При  $K_T = 1,3$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.24)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.25)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

### 5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.26)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.27)$$

где  $A = 30$  – 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).

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.28)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,18, \quad (5.29)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,18 \cdot I_H. \quad (5.30)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{пуск}} = 0,18$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926 \text{ с.}$$

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

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2}; \quad (5.31)$$

$$A_{IO} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.32)$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

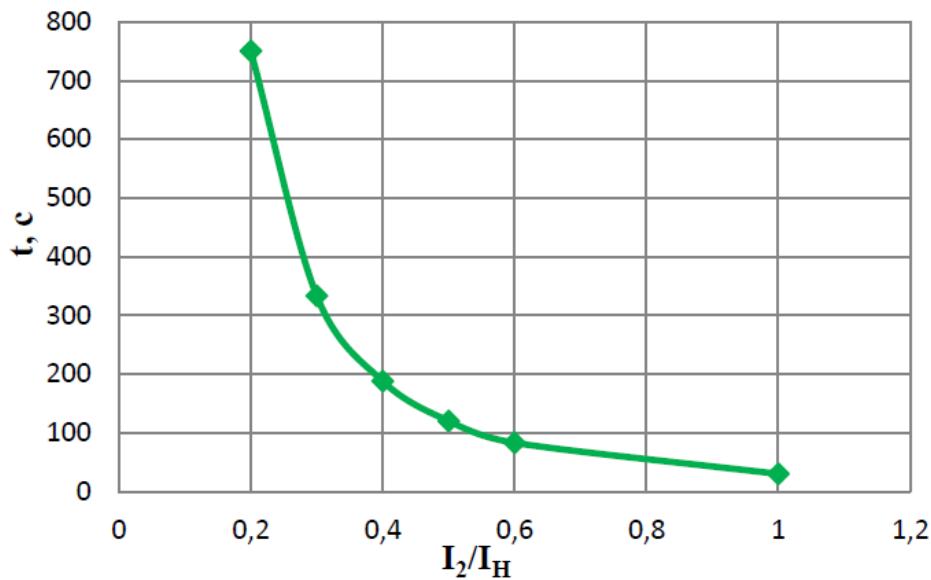


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t$  мин. = 30 с,  $t$  макс. = 750 с.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2\text{C.3.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + 2 \cdot x_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,25 + 0,21 + 2 \cdot 0,12)} = \\ = 1,09 \text{ о. е.}, \quad (5.33)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_{\Gamma}$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_{\text{T}}$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{\text{KA1}}^{(2)\text{BH}} = \frac{E_*}{2x_d'' \cdot k_{\text{T}}^2 + 2x_{\text{T}} + 2x_{\text{L}}}; \quad (5.34)$$

$$x_{\text{L}} = x_{0\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0,435 \cdot 12 \cdot \frac{50}{230^2} = 0,005 \text{ о. е.}; \quad (5.35)$$

$$I_{\text{KA1}}^{(2)\text{BH}} = \frac{1}{2 \cdot 0,25 \cdot \left(\frac{110}{10,5}\right)^2 + 2 \cdot 0,12 + 2 \cdot 0,005} = 0,018 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения (переход из звезды в треугольник):

$$I_{\text{KA1}}^{(2)\text{HH}} = 2 \cdot I_{\text{KA1}}^{(2)\text{BH}} \cdot k_{\text{T}} = 2 \cdot 0,018 \cdot \left(\frac{110}{10,5}\right) = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2\text{C.3.}} \leq \frac{I_{\text{KA1}}^{(2)\text{HH}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,38}{1,2} = 0,32 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

В именованных единицах:

$$I_{2\text{C.3.}} \leq 0,32 \cdot I_{\text{H}} = 0,32 \cdot 2018 = 645,76 \text{ А.} \quad (5.38)$$

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 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{Сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.39)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.40)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

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

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

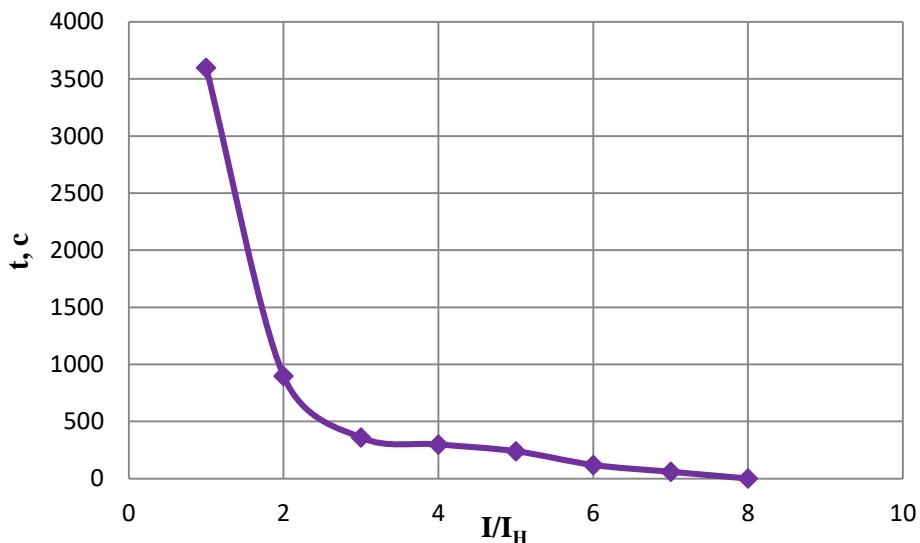


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{OTC}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.41)$$

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

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В}. \quad (5.42)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.6 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.43)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.44)$$

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

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

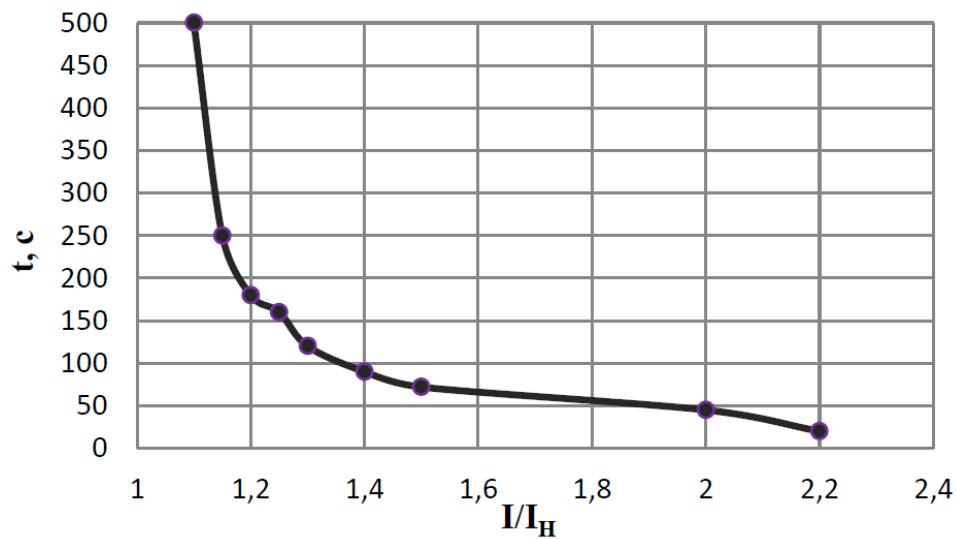


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

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

### 5.3.7 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 110 кВ Миатлинская ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 34,72 + \frac{0,8}{2} \cdot 4,37 = 29,52 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

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

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ:

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 115^2}{40} = 34,72 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{36,7}{40} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{36,7}{115^2} \cdot 4,37 = 0,08.$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,08 \cdot 3 = 0,25 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{36,7} = 3. \quad (5.48)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,25 \cdot \frac{\frac{2500}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,2 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,5 \text{ Ом.}$

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,  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{с}}$ .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2020} = 3 \text{ Ом,} \quad (5.50)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.ХХ.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 980}{569,8} - 0,95}{1,1} = 3,14, \quad (5.51)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.;} \quad (5.52)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,379. \quad (5.53)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 67,5^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II*} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.}; \quad (5.54)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot 3 = 1,04 \text{ Ом.} \quad (5.55)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{CPII} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,04 \cdot 500}{105} = 4,94 \text{ Ом.} \quad (5.56)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,94 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,18 \text{ Ом}, Z_{CM2} = 0,59 \text{ Ом.}$

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

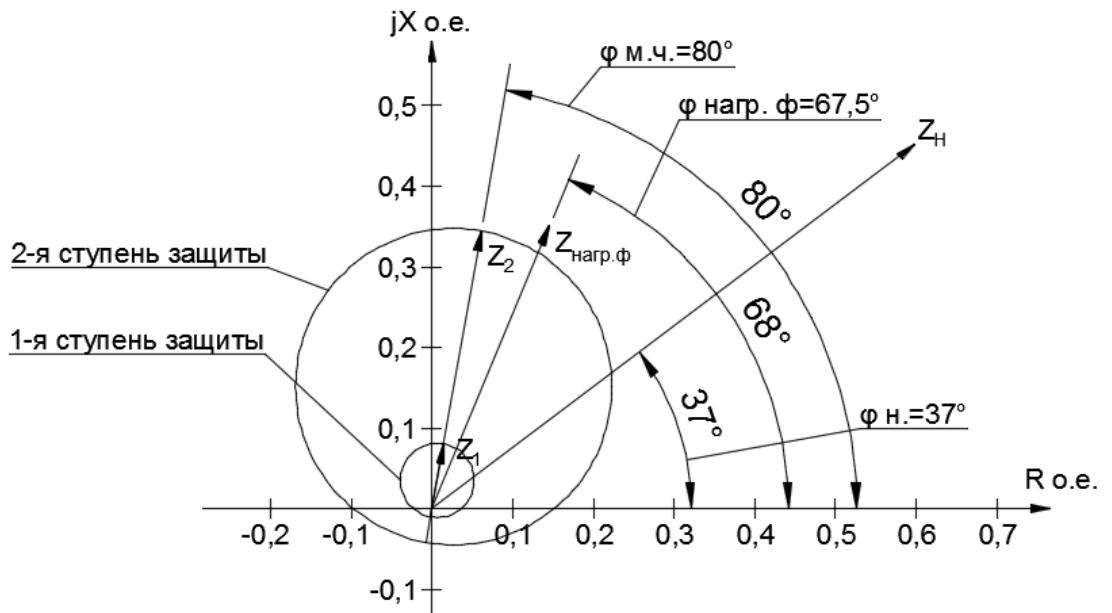


Рисунок 5.6 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

#### 5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор. Таблица уставок и матрица отключений защит

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Миатлинской ГЭС было выбраны современные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «Экра»[26] типа ШЭ1113.

ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

Благодаря блочной конструкции цифрового терминала и модульному программному обеспечению, защиты генератора обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции.

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

## 6 Компоновка и сооружения гидроузла

### 6.1 Выбор компоновки гидроузла и класса сооружения

В данном случае для проектируемого гидроузла выбираем деривационную компоновку.

Класс сооружения принимаем по постановлению, основываясь на трёх критериях.

По высоте – III класс, по установленной мощности – III класс, по числу постоянно проживающих людей ниже створа плотины – III класс. По наибольшему классу ответственности, данное гидротехническое сооружение относится к III классу.

### 6.2 Определение отметки гребня глухой плотины

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s, \quad (6.1)$$

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

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

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;

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

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,5$  м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где  $v = 6,2$  м/с – расчетная скорость ветра;

$K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 6,2 м/с:

$K_W = 0,8 \cdot 10^{-6}$ ;

$L = 0,81$  км – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$ ;

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla \text{дна}}{2}; \quad (6.4)$$

$$d = \frac{155 - 97}{2} = 29 \text{ м};$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,8 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{6,2^2 \cdot 0,81}{9,81 \cdot 29} \cdot \cos 0^\circ = 0,0000876 \text{ м},$$

где  $k_r$  и  $k_p$  - коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;  
 $k_r = 1$ ;  
 $k_p = 0,9$ ;  
 $k_{sp} = 1$ ;

Найдем безразмерные величины  $\frac{g \cdot t}{\nu}$ ,  $\frac{gL}{\nu^2}$

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 0,81}{6,2^2} = 206,714; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{6,2} = 34177; \quad (6.6)$$

$$k_{run} = 2,1.$$

По наименьшей из безразмерных величин определим значения  $\bar{T}$ ,  $\bar{h}$  из отношений  $\frac{g\bar{h}}{\nu^2}$ ,  $\frac{g\bar{T}}{\nu}$ .

Все безразмерные величины и отношения взяты из СП 38.13330.2012

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,025;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,9;$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,11;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,8;$$

$$\bar{h} = \frac{0,025 \cdot \nu^2}{g} = \frac{0,025 \cdot 6,2^2}{9,81} = 0,098 \text{ м};$$

$$\bar{T} = \frac{1,9 \cdot \nu}{g} = \frac{1,9 \cdot 6,2}{9,81} = 1,2 \text{ с.} \quad (6.7)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi}; \quad (6.8)$$

$$\overline{\lambda_d} = \frac{1,2^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 2,85 \text{ м.}$$

Проверка на глубоководность:

$$d > 0,5 \overline{\lambda}_d;$$

$$0,5 \overline{\lambda}_d = 1,425;$$

$$29 \text{ м} > 1,425 \text{ м.}$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h}, \quad (6.9)$$

где  $k_i$ - коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V^2}$ ;  $k_i = 2$ .

$$h_{1\%} = 2 \cdot 0,098 = 0,196 \text{ м};$$

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}; \quad (6.10)$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 2,1 \cdot 0,196 = 0,37 \text{ м.}$$

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,37 + 0,0000876 + 0,5 = 0,87 \text{ м.}$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем:

$$\nabla ГПП = \nabla НПУ + h_s = 155 + 0,87 = 155,87 \text{ м.} \quad (6.11)$$

### 6.3 Гидравлический расчёт плотины и НБ

#### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный

случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{р.осн}} = Q_{\max \text{ осн}} - Q_{\Gamma A} \cdot (n - 1), \quad (6.12)$$

где  $n$  – количество проектируемых ГА,  $Q_{\max \text{ осн}}$  расход в расчетной точке режимного поля.

$$Q_{\text{р.осн}} = 586 - 62 \cdot 3 = 400 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}; \quad (6.13)$$

$$q_p = 5,5 \cdot 7,2 = 39,6 \text{ м}^2/\text{с},$$

где  $h_{\text{НБ}} = 7,2 \text{ м}$  – глубина воды в НБ, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{\max \text{ осн}}$ .

Удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p; \quad (6.14)$$

$$q_v = 1,25 \cdot 39,6 = 49,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$[v_h] = 5,5 \text{ м/с}$  – допустимая скорость на рисберме (скальные грунты). Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{q_v}; \quad (6.15)$$

$$B = \frac{400}{49,5} = 8,08 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = 16 \text{ м.}$$

Принимаем  $n = 2$  количество пролетов шириной  $b=8$  метра.

Толщина быка  $\delta_B$  или  $d$ :

$$d \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b; \quad (6.16)$$

$$d \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 8 \text{ м};$$

$$d \geq (0,96 \div 1,28) \text{ м.}$$

Выбираю бык с  $d = 1,3 \text{ м}$ .

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_{\text{в}} = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 8 \cdot 2 + (2 - 1) \cdot 1,3 = 17,3 \text{ м.} \quad (6.17)$$

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления -  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.18)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода, для профиля типа  $A$ .

$$H_{01} = \left( \frac{586}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = (16,87)^{\frac{2}{3}} = 6,58 \text{ м};$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.19)$$

где  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле;

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1,0$ .

При наличии раздельного устоя между водосливной плотиной и зданием ГЭС с одной стороны плотины и берегового устоя с другой стороны коэффициент бокового сжатия определяется по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon_0 \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.20)$$

где  $\varepsilon_0 = 0,7$  – коэффициент, учитывающий форму быков в плане – принимаем окружную форму для уменьшения сопротивления потоку.

$$\sigma_{cж} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{6,58}{8} = 0,88;$$

$$H_{02} = \left( \frac{586}{0,49 \cdot 0,88 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = (19,18)^{2/3} = 7,17 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.21)$$

где  $V_0$  - скорость подхода потока к плотине;  
 $\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} = \frac{586}{(58) \cdot (16 + 1 * 1.3)} = 0,58 \text{ м/с.} \quad (6.22)$$

Таким образом:

$$H = 7,17 - \frac{1,1 \cdot 0,58^2}{2 \cdot 9,81} = 7,17 - 0,02 = 7,168 \text{ м.}$$

Округляем до целого значения  $H_{ct} = 7,5 \text{ м.}$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{ct} = 155 - 7,5 = 147,5 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,6 \cdot H_{ct} = 147,5 + 1,6 \cdot 7,5 = 159,5 \text{ м.} \quad (6.24)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений

$$\nabla \Gamma PP(\Phi PU) = 159,5 \text{ м;} \quad (6.25)$$

$$\nabla \Gamma BP = \nabla \text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a; \quad (6.26)$$

$$\nabla \Gamma BP = 155 + 0,196 + 0,0000876 + 0,5 = 155,7 \text{ м.}$$

### 6.3.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову

Вычисленные координаты для построения оголовка представлены в приложении Д, в таблице Д.1. Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

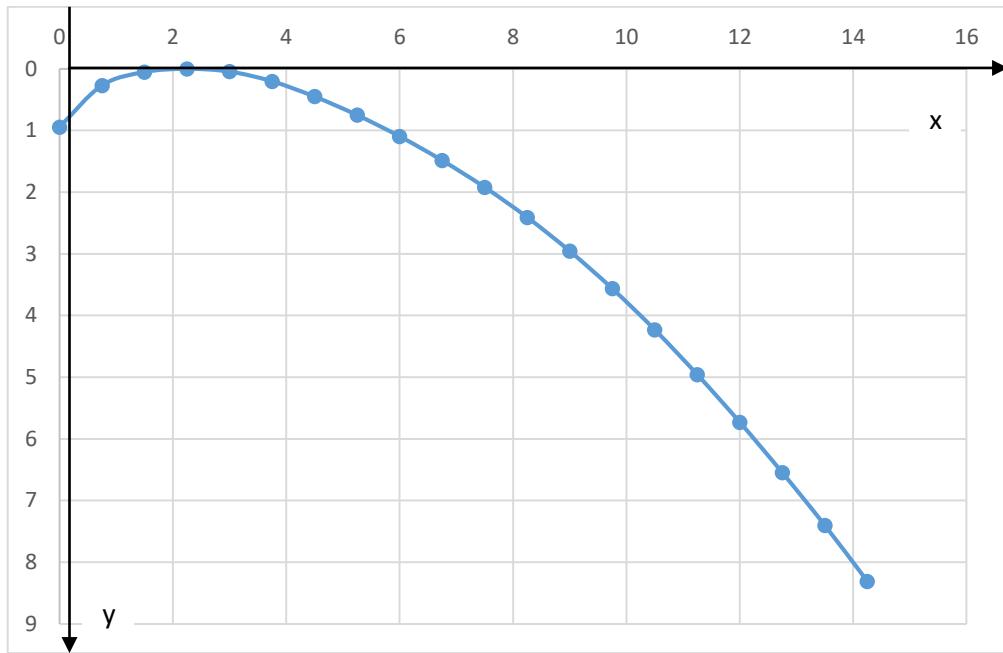


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

### 6.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в сжатом сечении.

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины  $h''_c$  и бытовой глубины  $h_{HB}$  устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

1.  $h''_c > h_{HB}$  – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
2.  $h''_c = h_{HB}$  – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
3.  $h''_c < h_{HB}$  – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Определим параметры гидравлического прыжка.

Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + (n - 1)\delta_B)^2 g}}; \quad (6.27)$$

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 586^2}{(16 + (2 - 1) \cdot 1,3)^2 \cdot 9,81}} = 5,048 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla HPU - \nabla \text{дна} = 155 - 97 = 58 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{58}{5,048} = 11,5. \quad (6.29)$$

По графику Черноусова, в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,9$  и  $\xi_{T_0}$  определим  $\xi_c$  и  $\xi''_c$ :

$$\xi_c = 0,238;$$

$$\xi''_c = 2,82.$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,238 \cdot 5,048 = 1,2 \text{ м;} \quad (6.30)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{kp} = 2,82 \cdot 5,048 = 14,235 \text{ м;} \quad (6.31)$$

$$h_{HB} = 7,2 \text{ м;}$$

$$14,235 > 7,2.$$

Получили  $h''_c > h_{HB}$ , следовательно, имеем отогнанный прыжок. При отогнанном прыжке считаем носок-трамплин.

#### **6.4 Расчет носка-трамплина и отлета дальности струи**

Схема для расчёта носка-трамплина представлена на рисунке 6.2.

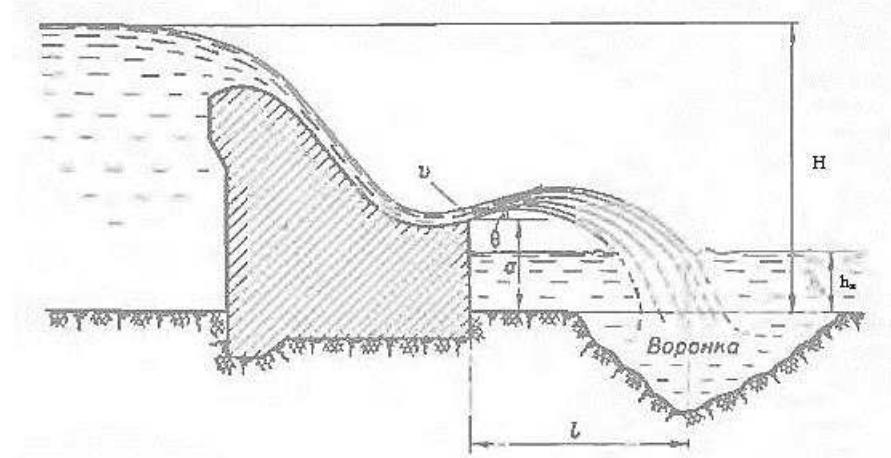


Рисунок 6.2 – Схема к расчёту трамплина

Из рекомендаций отметка носка принимается выше отметки нижнего бьефа. Отметка нижнего бьефа при поверочном случае  $\nabla\text{НБ}_{\max}=107,6$  м, конструктивный запас примем равный 2 метру. Тогда отметка носка будет равна:

$$\nabla\text{НОС} = 107,6 + 2 = 109,6 \text{ м.}$$

Определим напор на носке:

$$z_{\text{н}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НОС} = 155 - 109,6 = 45,4 \text{ м.} \quad (6.32)$$

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

$$v_{\text{н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_{\text{н}}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 45,4} = 26,86 \text{ м/с; } \quad (6.33)$$

$$Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}_{\max} = 155 - 107,6 = 47,4 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Определим дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot z_{\text{н}} \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{z_{\text{н}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.35)$$

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

$$Fr = \frac{v_{\text{н}}^2}{g \cdot h_{\text{н}}} = \frac{26,86^2}{9,81 \cdot 1,364} = 53,917, \quad (6.36)$$

где  $h_{\text{н}}$  определили по формуле:

$$h_{\text{н}} = \frac{q_{\text{в}}}{v_{\text{н}}} = \frac{36,625}{26,86} = 1,364 \text{ м,} \quad (6.37)$$

где  $q_{\text{в}} = \frac{Q}{B} = \frac{586}{16} = 36,625 \text{ м}^2/\text{с.}$  (6.38)

При числе Фруда больше 35  $K_a=0,85$ . Угол  $\alpha$  принимается  $35^\circ$ .

$$L = 0,85 \cdot 45,4 \cdot 0,9^2 \cdot 0,94 \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{47,4}{45,4} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot 0,33}} \right) = 61,1 \text{ м.}$$

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

$$L > 0,4 \cdot z_0; \quad (6.39)$$

$$61,1 \text{ м} > 18,96 \text{ м.}$$

Определим глубину размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}}, \quad (6.40)$$

где  $t$  определяется как:

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_{\text{н}} = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{53,917}) \cdot \sqrt{53,917} \cdot \sqrt{\frac{7,2}{1}} \cdot 1,364 = 35,458 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.41)$$

Тогда:

$$h_{\text{раз}} = 35,458 - 7,2 = 28,258 \text{ м.}$$

Определим расстояние от плотины дальнего края ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg}\alpha_1}. \quad (6.42)$$

высота уступа над дном принимаем:

$$a = \nabla \text{HOC} - \nabla \text{дно} = 109,6 - 97 = 12,6; \quad (6.43)$$

$$\begin{aligned}
\tg \alpha_1 &= \sqrt{\tg^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{H}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{H6}})}{v_{\text{H}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}} \\
&= \sqrt{0,49 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,364 \cdot 0,82 + 12,6 - 7,2)}{26,86^2 \cdot 0,67}} \\
&= 0,856.
\end{aligned} \tag{6.44}$$

Тогда:

$$L_1 = 61,1 + \frac{35,458}{0,856} = 102,523 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5h_{\text{kp}} + 3,7h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 5,048 + 3,7 \cdot 28,258 = 117,175 \text{ м.} \tag{6.45}$$

## 6.5 Конструирование плотины

### 6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины  $B_n$ :

$$B_n = 0,7 - 0,8h. \tag{6.46}$$

Высота плотины  $h$  равна:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под}. \tag{6.47}$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla \text{ПОД} = 97 - (2) = 95; \tag{6.48}$$

$$h = 155 - 95 = 60 \text{ м.}$$

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам

оптимальный теоретический профиль такой плотины - прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным  $0,67 \div 0,7$  :

$$B_n = 0,7 \cdot 60 = 42 \text{ м.}$$

Далее принимаем  $B_n = 42 \text{ м.}$

### 6.5.2 Гидравлический расчёт глубинных (донных) водосбросов

Определяем расчётный расход для водосброса.

Для аварийного водосброса:

$$Q_p = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{cp}} = \frac{32700000}{15811200} = 2,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.49)$$

где  $V_{\text{пол}} = 32,7 \text{ млн м}^3$  - полезный объём водохранилища.

Назначаем предварительную высоту отверстий  $h_{\text{отв}} = 2 \text{ м}$

Находим площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH}} = \frac{2,1}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 47,4}} = 80,05 \text{ м}^2, \quad (6.50)$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью можно принять 0,8;

$H$  – напор над центром выходного сечения в случае незатопленного отверстия.

При затопленном отверстии принимаем:

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{max} = 155 - 107,6 = 47,4 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Определяем ширину водосливного фронта (общая ширина отверстий):

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{80,05}{2} = 40 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Принимаем число отверстий  $n = 5$ . Ширина отверстий  $B = 8 \text{ м.}$

### 6.6 Расчет ширины плотины по гребню

Ширину гребня принимаем исходя из функций. Местность в створе скалистая, малое количество автомобильных дорог и наличие населенных пунктов даёт нам возможность принять ширину дороги равной 3,5 метров, 3 метра выделим для передвижения пешеходов и 13,5 метров для затворов и подъемного механизма. Итого, ширина плотины по гребню равна 20 метрам.

## **6.7 Конструктивные швы гравитационной плотины**

Для предотвращения образования трещин или уменьшения их раскрытия в монолитных бетонных и железобетонных сооружениях предусматривают постоянные температурно-усадочные и осадочные швы, а также временные строительные швы.

Проектируемая бетонная плотина разделена температурно-осадочными швами на секции шириной 13,5 м. Швы оборудованы противофильтрационными элементами в виде шпонок.

## **6.8 Устои**

В данном проекте необходимо устройство раздельного устоя – для сопряжения бетонной водосливной плотины со станционной частью плотины.

## **6.9 Быки**

Быки служат опорами для затворов, мостов (служебных и транзитных) и подвижных или стационарных подъемных механизмов.

Размер и конструкция быков определяются типом затворов, схемой подъёмных механизмов, типом мостовых переходов и т.д.

При разрезке быка сквозным температурно-осадочным швом толщина разрезных быков – 3,5 м, входной оголовок выполняется полукруглым. В нижнем быфе отметку верха уступа быка принимаем на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего быфа. Пазы рабочих затворов располагаются на линии гребня водослива.

## **6.10 Смотровые галереи и дренаж в теле плотины**

Для визуального контроля состояния бетона плотины, размещения контрольно-измерительной аппаратуры и проведения при необходимости ремонтно-восстановительных работ в теле плотины устроены продольные и поперечные смотровые галереи на отметках: 99,5 м, 117,5 м, 135,5 м. Поперечные размеры галерей 2,3 · 3 м.

Для самой нижней смотровой галереи минимальное расстояние от напорной грани до галерей:

$$a \geq 60 \cdot \frac{1,25}{25} = 3 \text{ м.}$$

В связи с тем, что в плотине устраиваем вертикальный дренаж принимаем величину  $a$  по условию расположения цементационно-дренажной галереи.

Дренаж тела плотины выполняем в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные смотровые галереи.

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем равным 0,6 м; расстояние между ними – 2,5 м.

## 6.11 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлена на рисунке 6.3.

Геометрические данные цем.завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\pi}, \quad (6.53)$$

где  $B_{\pi}$  - ширина подошвы плотины.

$$l_1 = 0,058 \cdot 42 = 2,44 \text{ м.}$$

Принимаем  $l_1 = 3 \text{ м.}$

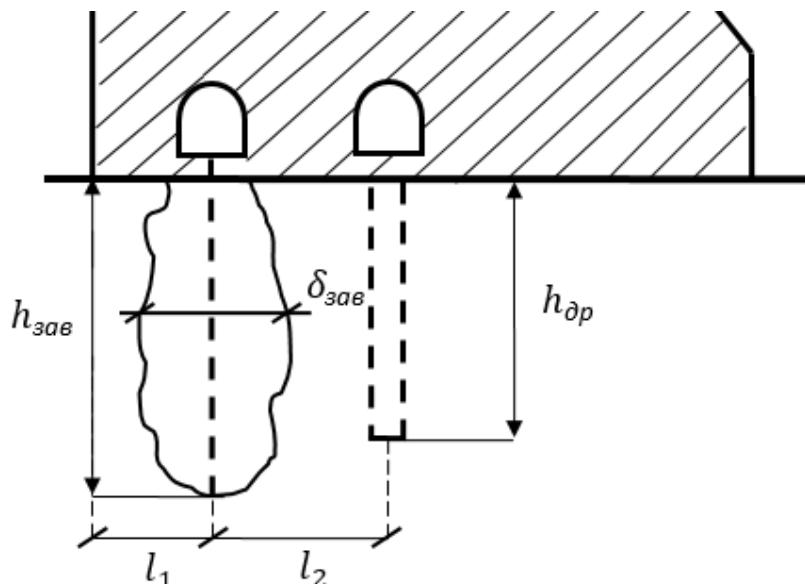


Рисунок 6.3 - Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно  $l_2 = 4,8 \text{ м.}$

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 53,2 = 26,6 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где  $H_{max}$  – максимальный напор,

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - h_{\text{НБ min}} = 155 - 101,8 = 53,2 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 6,5 м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h , \quad (6.56)$$

где  $\Delta H$  – напор, действующий на завесу;  
 $J_{\text{кр}} = 15$  – критический градиент для завесы;  
 $\gamma_h = 1,25$  – коэффициент надёжности.

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 60 - 14,235 = 45,77 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где  $H_d, H_{as}$  - геометрические параметры эпюры фильтрации.

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{45,77}{15} \cdot 1,25 = 3,81 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 26,6 = 13,3 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,8 м, расстояние между ними 3 м.

## 6.12 Определение основных нагрузок на плотину

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

## 6.13 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы  $G_{\text{пл}}$  определяются в программе AutoCAD.

$$S_{\text{пл}} = 1273,87 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1273,87 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20 + 3,5} = 25525,102 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.59)$$

где  $S_{\text{пл}}$  - площадь поперечного сечения плотины;  
 $b$  - ширина пролета;  
 $\delta_b$  - толщина быка;  
 $\rho_b$  - плотность бетона.

Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{1613,775 \cdot 3,5 \cdot 2400 \cdot 9,81}{20 + 3,5} = 5658,788 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.60)$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.61)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$\begin{aligned} f &= (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (157,7 - 147,5 + 0,5) \cdot 20 \\ &= 214 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.62)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 214 \sqrt{214} \cdot 9,81 = 1689,09 \text{ кН.}$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$\begin{aligned} P_3 &= \rho_w \cdot g (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 (155 - 147,5)^2 \cdot 0,5 \cdot 20 \\ &= 5518,125 \text{ кН.} \end{aligned} \quad (6.63)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b} = \frac{1689,09}{20} = 84,45 \text{ кН/м.} \quad (6.64)$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
С верхнего быефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 60^2}{2} = 17658 \text{ кН/м,} \quad (6.65)$$

где  $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 155 - 95 = 60 \text{ м;}$

С нижнего быефа:

$$T_{\text{H}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,8^2}{2} = 226,81 \text{ кН/м}, \quad (6.66)$$

где  $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 101,8 - 95 = 6,8 \text{ м.}$  (6.67)

## 6.14 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 285,6 \cdot 10 = 2856 \text{ кН/м.} \quad (6.68)$$

### 6.14.1 Сила фильтрационного давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [32].  
Геометрические параметры эпюры фильтрации:

$$H_d = 52,3 \text{ м;}$$

$$H_t = 6,8 \text{ м;}$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 53,2 = 21,28 \text{ м;} \quad (6.69)$$

$$H_u = H_d - H_t = 46,4 \text{ м;} \quad (6.70)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 53,2 = 10,64 \text{ м.} \quad (6.71)$$

Фильтрационное давление:

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 370,27 \cdot 10 = 3702,7 \text{ кН/м.} \quad (6.72)$$

### 6.14.2 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{H}} = \gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{H}}}{2} \right), \quad (6.73)$$

где  $\gamma_{\text{H}}$  - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ( $10 \text{ кН/м}^3$ );  
 $h_{\text{H}}$  - толщина слоя наносов;  
 $\varphi_{\text{H}} = (20^\circ)$  - угол внутреннего трения наносов.

$$p_1 = 10 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \text{ кН/м}^2. \quad (6.74)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_H = \frac{p_1 \cdot h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,05 \text{ кН.} \quad (6.75)$$

Далее необходимо определить активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа.

$$p_2 = \gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} \cdot \tan^2(45 - \varphi_{\text{rp}}/2) - 2 \cdot c_{\text{rp}} \cdot \tan(45 - \varphi_{\text{rp}}/2). \quad (6.76)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{\text{B}}, \quad (6.77)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  - удельный вес сухого грунта (для песчаника 25кН/м);

$n_0$  - пористость сухого грунта (для песчаника 0,2);

$\gamma_{\text{B}}$  - удельный вес воды.

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = 25 - (1 - 0,2) \cdot 10 = 17;$$

$$p_2 = 10 \cdot 3 \cdot \tan^2(45 - 35/2) - 2 \cdot 100 \cdot \tan(45 - 35/2) = -95,89 \text{ кН/м}^2.$$

Далее необходимо определить пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа.

$$p_{\text{пп}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{пп}} \cdot \tan^2(45 + \varphi_{\text{rp}}/2) + 2 \cdot c_{\text{rp}} \cdot \tan(45 + \varphi_{\text{rp}}/2), \quad (6.78)$$

где  $h_{\text{пп}} = \nabla \text{ДНО} - \nabla \text{ПОД} = 97 - 95 = 2 \text{ м};$  (6.79)

$$p_{\text{пп}} = 17 \cdot 2 \cdot \tan^2(45 + 35/2) + 2 \cdot 100 \cdot \tan(45 + 35/2);$$

$$p_{\text{пп}} = 509,34 \text{ кН/м}^2.$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной  $h_{\text{гр}}$ , где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p_3 = (h_{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{H}} + h_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}) \cdot \tan^2(45 - \varphi_{\text{rp}}/2) - 2 \cdot c \cdot \tan(45 - \varphi_{\text{rp}}/2), \quad (6.80)$$

где  $h_{\text{гр}}$  – толщина слоя грунта от низа водобойной плиты до подошвы плотины.

$$p_3 = (3 \cdot 10 + 2 \cdot 17) \cdot \tan^2(45 - 35/2) - 2 \cdot 100 \cdot \tan(45 - 35/2) = -86,69 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Следовательно:

$$E_{rp} = \frac{P_2 + P_3}{2} \cdot h_{rp} = \frac{-95,89 - 86,69}{2} \cdot 2 = -182,58 \text{ кН}; \quad (6.81)$$

$$E_{pac} = \frac{P_{ph}}{2} \cdot h_{ph} = \frac{810,15}{2} \cdot 2 = 509,34 \text{ кН}. \quad (6.82)$$

Так как активное давление отрицательное, в дальнейших расчетах его не учитываем.

## 6.15 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.83)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,196^2}{2,85} = 0,04 \text{ м}; \quad (6.84)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,196 \left( \frac{2,85}{3,14} + \frac{0,04}{2} \right) = 0,893 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

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

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{2,85}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,196 = 0,38 \text{ м}. \quad (6.85)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$\gamma_{\text{волн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} - \gamma_c = 155 - 95 - 0,38 = 59,62 \text{ м}. \quad (6.86)$$

## 6.16 Расчёт прочности плотины. Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаются сжимающие напряжения со знаком «», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составляется таблица 6.1, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [34].

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.1 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\cdot \gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_b$	1	→	17658	17658	20	353160
$T_h$	1	←	226,81	226,8072	2,27	-514,85
$G_6$	0,95	↓	5659	5375,848	7,45	-40050,07
$G_{пл}$	0,95	↓	25525	24248,85	5,36	-129973,8
$W_{взв}$	1	↑	2856	2856	0	0
$W_\phi$	1	↑	3702,7	3702,7	10,12	37471,32
$E_h$	1,2	→	22,05	26,46	3	79,38
$W_{волн}$	1	→	0,893	0,892503	59,54	53,14
$E_{пас}$	0,85	←	509,34	432,937	0,67	-290,07
$q_z$	0,9	↓	84,45	76,00897	18,45	-1402,37
$\sum M$						218532,67

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении, проходящем через подошву плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_\pi} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_\pi^2}, \quad (6.87)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $B_\pi$  – ширина подошвы плотины.

$$N = 7964,26 + 44818,01 - 2280,0 - 7671,3 + 107,72 = 42938,69 \text{ кН};$$

$$\sigma_y^u = -\frac{42938,69}{60} + \frac{6 \cdot 291989,76}{60^2} = -234,95 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_b \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.88)$$

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

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 181 - 104 = 76 \text{ м}; \quad (6.89)$$

$$m_u = \tan \alpha_1, \quad (6.90)$$

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

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -220,35 \cdot 0 - 10 \cdot 76 \cdot (1 - 0) \\ &= -760 \text{ кН/м}^2;\end{aligned}\quad (6.91)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (6.92)$$

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -234,95 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 76 \cdot 0 \\ &= -234,95 \text{ кН/м}^2;\end{aligned}\quad (6.93)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u = -10 \cdot 76 = -760 \text{ кН/м}^2. \quad (6.94)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^t &= -\frac{N}{B_{\text{п}}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{42938,69}{60} - \frac{6 \cdot 291989,76}{60^2} \\ &= -1208,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};\end{aligned}\quad (6.95)$$

$$m_t = \operatorname{ctg} \alpha_2, \quad (6.96)$$

где  $\alpha_2 = 55^\circ$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1210,94 \cdot 0,78^2 - 10 \cdot 3,8 \cdot (1 - 0,78^2) \\ &= -752,98 \text{ кН/м}^2.\end{aligned}\quad (6.97)$$

Напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ГЭС}}) - \nabla \text{ПОД} = 107,8 - 104 = 3,8 \text{ м}; \quad (6.98)$$

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^t &= -(\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,8 - 1208,25) \cdot 0,78 \\ &= 913,67 \text{ кН/м}^2;\end{aligned}\quad (6.99)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_{\text{в}} \cdot 3,8 = -10 \cdot 3,8 = -38 \text{ кН/м}^2; \quad (6.100)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.101)$$

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= -1208,25 \cdot (1 + 0,78^2) + 10 \cdot 3,8 \cdot 0,78^2 \\ &= -1921,59 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\end{aligned}\quad (6.102)$$

Расчёт краевых напряжений сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$ , кПа	-120,01	-1606,63
$\sigma_x$ , кПа	-600	-821,93
$\tau_{xy}$ , кПа	0	1077,04
$\sigma_1$ , кПа	-120,01	-38
$\sigma_3$ , кПа	-600	-2360,56

### 6.17 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.103)$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы  $\gamma_{cd} = 1$ .

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1921,59}{1} = 2401,99. \quad (6.104)$$

Таким образом, принимается бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ .

$$2800 \text{ кН/м}^2 > 2401,99 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0;$$

$$-220,35 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_v \cdot H_d^u; \quad (6.105)$$

$$220,35 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 76 = 190 \text{ kH/m}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

## 6.18 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.106)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взб}} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (7964,26 + 44818,01 - 2280,0 - 7671,3 + 107,72) \cdot 0,7 + 100 \cdot 60 \\ &= 36057,08 \text{ kH/m}, \end{aligned} \quad (6.107)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания (песчаник);

$c = 100 \text{ kH/m}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = 60 \text{ m}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} + E_{\text{п}} = 28331,28 - 70,83 + 66,17 + 34,37 = 28360,99 \text{ kH/m}. \quad (6.108)$$

Таким образом условие на сдвиг примет вид:

$$\frac{36057,08 \cdot 1}{29034,16 \cdot 1} = 1,27;$$

$$1,251 > 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

## **7 Технико-экономические показатели**

### **7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	201,6	220	220	220	220
Число часов использования установленной мощности	Часы	3219	3219	3219	3219	3219
Выработка электроэнергии	МВт · ч	1108965	1209780	1209780	1209780	1209780
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	16634,4 8	18146,7	18146,7	18146,7	18146,7
Объем реализации электроэнергии	МВт · ч	1092331	1191633	1191633	1191633	1191633
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт · ч	1025	1058	1091	1131	1170
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	93,3	105,1	108,4	112,3	116,2
НДС к выручке	млн.руб	14,23	16,03	16,53	17,13	17,72

В данном проекте ГЭС имеет месячное регулирование, соответственно, небольшое число часов использования установленной мощности, по сравнению с годичным регулированием.

### **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	25,02
Прочие	274,0	26,86
Итого по ГЭС	529,2	25,05

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные знания расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,12
От 6 до 15 лет	0,17
От 16 до 25	0,30
Свыше 25 лет	0,40

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	13,27
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб./МВт·ч	0,57
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб./МВт·ч	0,17
Итого		14,01

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 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				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн. руб.	254.1	254.8	254.8	254.8	254.8
Расходы на страхование, млн. руб.	68.4	66.5	64.1	61.6	59.2
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	4.5	30.7	30.7	30.7	30.7
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	4.3	4.2	4.0	5.8	5.5
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	6.0	199.6	199.6	199.6	199.6
Налог на воду, млн. руб.	8.2	86.6	93.3	93.3	93.3
Итого, млн. руб.	345.4	642.3	646.5	645.8	643.1

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.2).



Рисунок 7.2 – Структура текущих затраты по гидроузлу, %

### 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 – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн. руб.	728.6	1561.9	1630.6	1671.6	1707.9
НДС, млн. руб.	3630.0	3712.1	3779.8	3819.6	3854.8
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	958.6	958.6	958.6	958.6	958.6
Налог на имущество, млн. руб.	131.6	126.0	120.4	114.8	109.2
Итого, млн. руб.	5448.8	6358.6	6489.5	6564.6	6630.5

### 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				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн. руб.	19683.0	20243.3	20777.5	21306.7	21822.9
Текущие расходы, млн. руб.	649.0	648.4	645.8	643.1	640.4
ЕБИТ (прибыль до налогообложения), млн. руб.	19033.9	19594.9	20131.7	20663.6	21182.5
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	3806.8	3919.0	4026.3	4132.7	4236.5
NOPAT (чистая прибыль), млн. руб.	15227.2	15675.9	16105.4	16530.9	16946.0

В первые годы эксплуатации наблюдается рост годовой прибыли, обусловленный увеличением выручки от продажи электроэнергии (рисунок 7.3).

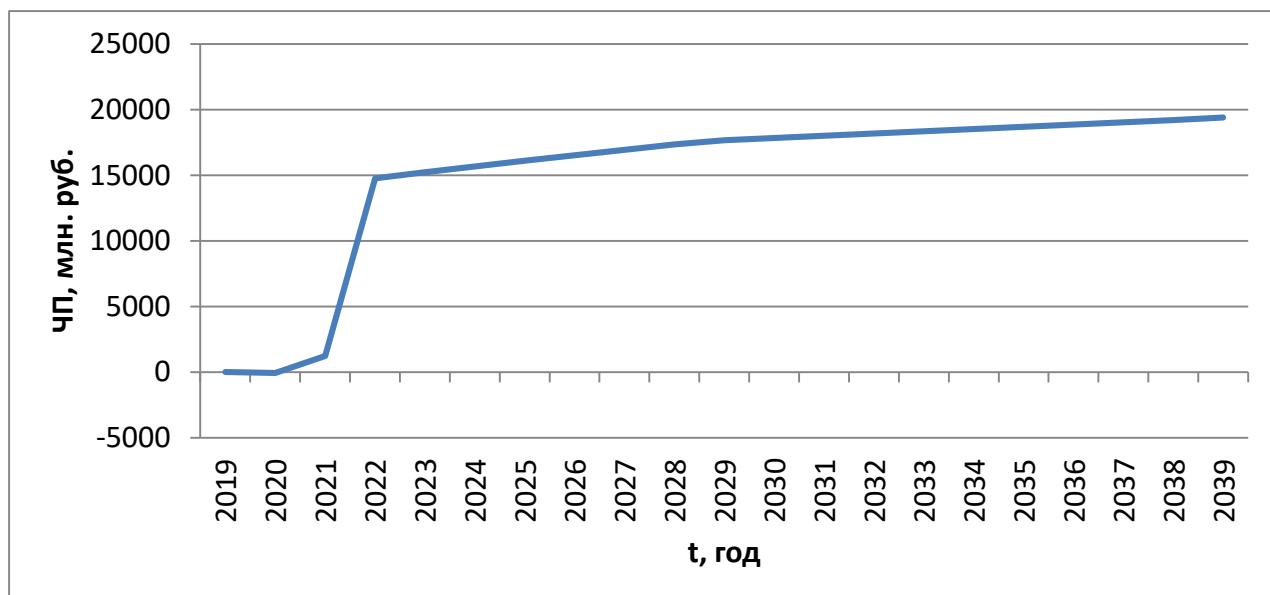


Рисунок 7.3 – Сумма чистой прибыли, млн. руб

Сумма чистой прибыли постепенно увеличивается и наибольший рост наблюдается в период с 2022 по 2039 год.

## 7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9).

## **7.6 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:

- a) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике», утвержденный 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) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии пред ТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008г., утвержденными РАО «ЕЭСРоссии» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.
- в) Едиными сценарными условиями ПАО«РусГидро»на2017–2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «Project Expert фирмы Expertsystems».

Для целей финансово экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Миатлинской ГЭС на реке Сулак мощностью 120 МВт составляет 20 лет;
- 2) Используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.
- 3) Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

## **7.7 Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Миатлинская ГЭС на реке Сулак»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	92
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	5679
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,17
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,7
Себестоимость эл. энергии, руб./Квт · ч	0.05
Удельные капиталовложения, руб./кВт	60804,1
Удельные капиталовложения, долл./кВт	1013,4

## 7.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относится приток и от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн. Рублей	953.85984	1123.56864	4166.355731	4411.1736	4418.0422
В региональный бюджет, млн. Рублей	964.035363	1249.79763	1354.940437	1199.391845	1107.0412
Итого налоговых поступлений, млн. Рублей	1917.8952	2373.36627	5521.296168	5610.565445	5525.0834

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

## 7.9 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- 1) – стоимость строительства по проект;
- 2) – цены электроэнергии;
- 3) – ставки дисконтирования;
- 4) – иных существенных параметров (налоговых выплат, уровня инфляции и др.).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определились экспертно. Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов представлено на рисунке 7.4.

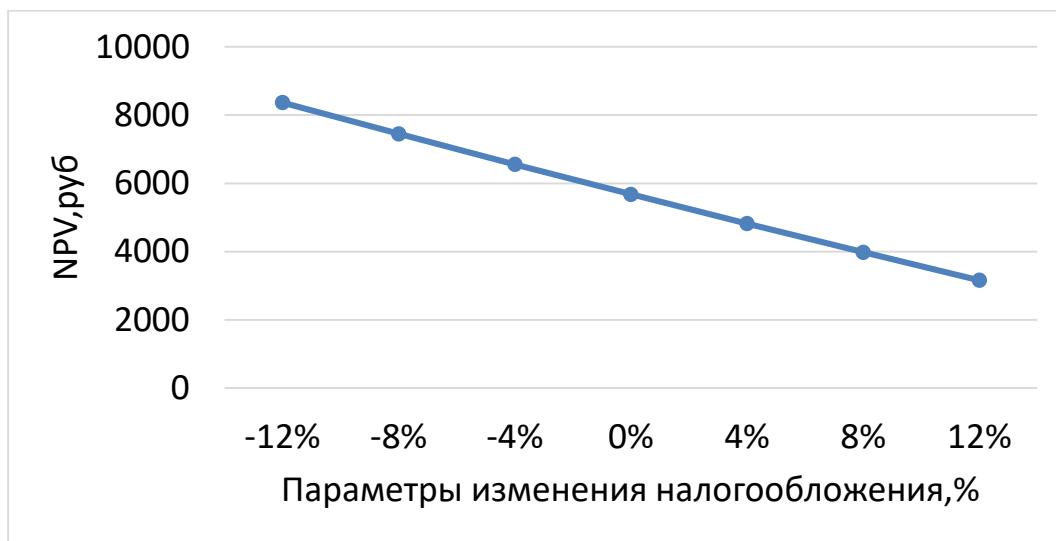


Рисунок 7.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

Чем больше ставки налогов, тем меньше величина NPV. Сумма PI в зависимости от изменения объёма инвестиций представлена на рисунке 7.5.

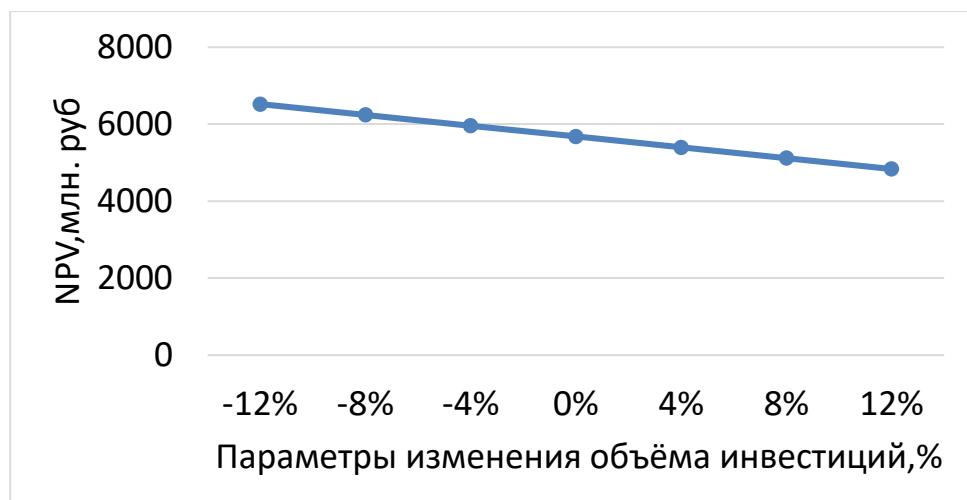


Рисунок 7.5 - Сумма PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта представлена на рисунке 7.6.

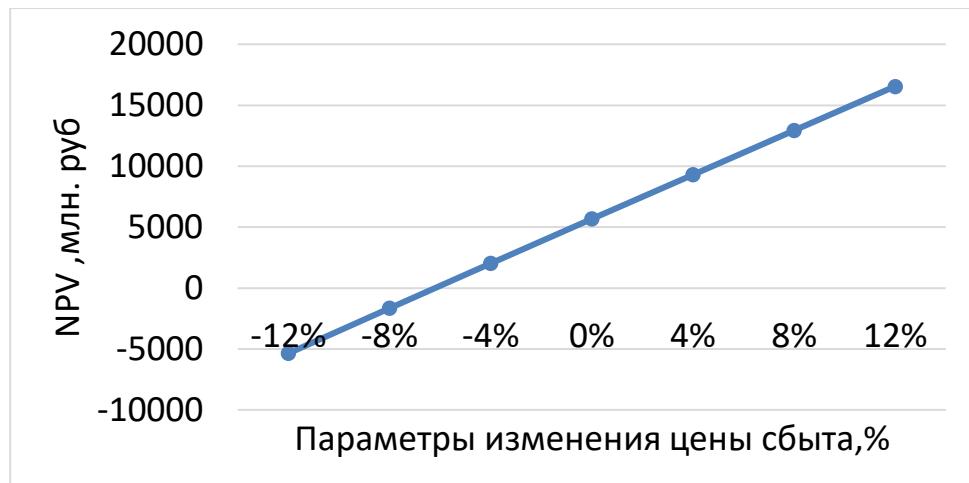


Рисунок 7.6 - Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

## **8 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды**

### **8.1 Охрана труда**

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии 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 Миатлинской ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Соблюдение безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть в конечном итоге повышает эффективность производства. В организации управления охраной труда осуществляют технический руководитель Миатлинской ГЭС.

Для реализации задач по обеспечению безопасных условий труда на Миатлинской гидроэлектростанции создано структурное подразделение-служба по охране труда и производственному контролю (СОТ и ПК).

Ключевые задачи, выполняемые СОТ и ПК:

- определение целей, задач и политики организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Миатлинской ГЭС;
- назначение ответственных лиц за ПО и ОТ;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются инструкции по охране труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

## **8.2 Пожарная безопасность**

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о "Пожарной безопасности", государственным и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, в том числе, подразумевает обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта, автоматическим пуском системы пожаротушения. На генераторах гидроузла устанавливаются электрические защиты, которые сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла.

Все кабельные коридоры, тунNELи с кабелями 0,4 – 6 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями 1 коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями осуществляются посредством установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны. Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическим и дистанционным ручным управлением.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является верхний бьеф. Предпочтение отдается самотечной системе, поскольку по условиям компоновки защищаемого оборудования можно обеспечить расчетное давление перед устройствами распыления воды .Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованы и разделены секционными задвижками. Трубопроводы постоянно заполнены водой, расположены в помещениях с температурой не менее +5°C, прокладка производится открыто.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности. Подготовка ИТР, рабочих и служащих Миатлинской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;

- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- 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 Миатлинскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарнотехнические комиссии.

### **8.3 Опасности и риски для населения и персонала**

На стадии строительства гидроузла для персонала идентифицируются следующие риски:

- строительные (работа на высоте, шум, вибрация, опасности, связанные с грузоподъемными механизмами и буровзрывными работами);
- автотранспортные;
- риски, связанные с воздействием на сооружения жестких климатических условий;

•риски заболеваний персонала природно-очаговыми инфекциями. На стадии эксплуатации гидроузла идентифицируемые риски можно классифицировать на следующие группы:

- для безопасности населения и персонала, связанные с авариями на ГТС ГЭС;
- для безопасности населения и персонала, связанные с авариями на объектах инфраструктуры ГЭС .

Принципиальные решения по минимизации последствий аварий связаны, в основном, с заблаговременностью и эффективностью оповещения персонала и населения о назревающей или произошедшей аварийной ситуации. Порядок оповещения определен с использованием автоматизированного способа 109 оповещения, когда передача сигналов, речевой информации осуществляется по государственным каналам связи с использованием комплекса специальной аппаратуры и технических средств оповещения. Предусматривается использование

современных средств связи и сигнализации (оповещения), удовлетворяющих международным стандартам.

Предусмотрено создание и размещение резервов материальных средств для ликвидации аварий: резервные запасы грунтов, материалов и оборудования. Во всех основных сооружениях гидроузла предусмотрены цементационные галереи, позволяющие при необходимости проводить повторные цементации основания.

Снижение рисков для безопасности и здоровья персонала и населения. Ввиду потенциальной опасности и значимых отрицательных последствий при развитии аварийных сценариев на ГТС ГЭС, предусматриваются меры по их возможной минимизации. Детально эти вопросы должны быть рассмотрены в рамках подготовки инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций в Декларации безопасности Миатлинской гидроэлектростанции и в Паспортах безопасности.

Это меры, направленные на снижение воздействий на окружающую среду, и на подготовку и реализацию экологически обоснованного проекта. Они будут реализовываться на протяжении всего срока существования объекта. Меры смягчения воздействий должны корректироваться при изменении производственных условий, требований нормативно-правовой базы или же при выявлении неэффективности мер.

## **8.4 Флора и Фауна**

В заповеднике обитает 89 видов млекопитающих, 248 - птиц, в том числе 112 гнездящихся, 15 видов пресмыкающихся, 9 - земноводных, 21 - рыб, 1 - круглоротых, более 100 видов моллюсков и около 10 000 видов насекомых. Точное число червей, ракообразных, паукообразных и многих других групп беспозвоночных животных остается невыясненным. Безусловно, наиболее уязвимым звеном природных экосистем являются крупные млекопитающие. В заповеднике это зубр, благородный олень, бурый медведь, западнокавказский тур, серна, рысь, косуля и кабан. Однако целый ряд мелких видов зверей так же нуждается в экстренных мерах сохранения и в детальном изучении, в том числе барсук, кавказская норка, выдра и др. Животный мир заповедника неоднороден по своему происхождению. Здесь встречаются представители средиземноморской, кавказской, колхидской и европейской фаун. Эндемичные и реликтовые виды встречаются во всех высотных поясах гор. В заповеднике проходит западная граница распространения многих высокогорных кавказских и лесных колхидских видов животных. Река имеет важное водохозяйственное значение. Она используется для водоснабжения и орошения прилегающих сел и полей.

Флора Кавказского заповедника насчитывает 3000 видов, из которых более половины - сосудистые растения. Преобладающими семействами являются астровые (223 вида), мятликовые(114), резанные (108), бобовые (82) и т.д. Лесная флора включает более 900 видов, часть которых встречается также в горнолуговом поясе. Общее число высокогорных растений превышает 800 видов. Деревья и кустарники составляют 165 видов, в том числе 142 - листопадных, 16 - вечнозеленых

лиственных и 7 - хвойных. Для флоры заповедника характерно наличие древних видов и представителей, имеющих ограниченное распространение. Каждое пятое растение заповедника является эндемиком или реликтом. Свообразие флоре заповедника придают папоротники (около 40 видов), орхидеи (более 30 видов), вечнозеленые и зимнезеленые виды, большое число декоративных растений. Так, из произрастающих на Кавказе 5 видов рододендронов - 3 (понтийский, кавказский и желтый) встречаются в заповеднике. Практически по всему заповеднику единичными деревьями и небольшими группами встречается тис ягодный. Это древнее вечнозеленое хвойное дерево способно доживать до 2-2,5 тыс. лет, и такие патриархи - не редкость в Хостинском отделе заповедника - всемирно известной тисосамшитовой роще. Не существенное воздействие Миатлинской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

## **8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Миатлинской 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 эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

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

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 Сулак в нижнем бьефе Миатлинского гидроузла;

Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

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

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

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

## **8.6 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантов проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

## **8.7 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период**

### **1 Организационные:**

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

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно - технические:

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие.

## **8.8 Отходы, образующиеся при строительстве**

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

6.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

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

$$M = (N \cdot q) / (100\%) \cdot \rho, t, \quad (8.1)$$

где N- объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (396000 м<sup>3</sup>)

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

ρ- плотность бетона, т/м<sup>3</sup> (ρ =2,5 т/м<sup>3</sup>)

$$M = (396000 \cdot 1,8) / (100\%) \cdot 2,5 = 17820 \text{ т.}$$

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

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

Норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = (N \cdot q) / (100\%) \cdot \rho, t, \quad (8.2)$$

где N- количество арматуры, т (85 т)  
q- удельный норматив образования, % (q =1,0%)  
ρ- удельный вес арматуры, т/м3 (ρ =2,0 т/м3)

$$M = (85 \cdot 1,0) / (100\%) \cdot 2,0 = 1,7 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 17820 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,7 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

## **8.9 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

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

Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель- генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

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

На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

Регулирование водным режимом водотока;

Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

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

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

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

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

## **9 Защита блоков генератор-трансформатор электростанций**

Сегодня на смену традиционным релейным защитам на электромеханической элементной базе всё активнее приходят современные цифровые устройства, сочетающие в себе функции защиты, автоматики, управления и сигнализации. Использование цифровых терминалов дает возможность повысить чувствительность защит и значительно уменьшить время их срабатывания, что в совокупности с высокой надежностью позволяет существенно снизить величину ущерба от перерывов в электроснабжении.

Отказ от электромеханических и статических реле, обладающих значительными габаритами, позволил более компактно размещать оборудование на панелях РЗА. Такие конструкции стали занимать значительно меньше места. При этом управление посредством сенсорных кнопок и дисплея стало более наглядным и удобным.

Большинство фирм производителей оборудования РЗА прекращают выпуск электромеханических реле и устройств и переходят на цифровую элементную базу. Переход на новую элементную базу расширяет ее функциональные возможности и упрощает эксплуатацию. Именно по этим причинам микропроцессорные устройства очень быстро занимают место устаревших электромеханических и микроэлектронных реле.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше, чем у микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2–5 % коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96-0,97.

Переход на цифровые способы обработки информации в устройствах РЗА не привел к появлению каких-либо новых принципов построения защиты электроустановок, но существенно улучшил эксплуатационные качества реле. Современные цифровые устройства РЗА интегрированы в рамках единого информационного комплекса функции релейной защиты, измерения, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства в структуре автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта являются оконечными устройствами сбора информации. В интегрированных цифровых комплексах РЗА появляется возможность перехода к новым нетрадиционным измерительным преобразователям тока и напряжения — на основе оптоэлектронных датчиков, трансформаторов без ферромагнитных сердечников и т. д. Эти преобразователи технологичнее при производстве, обладают очень высокими метрологическими характеристиками, но имеют малую выходную мощность и непригодны для работы с традиционной аппаратурой.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи.

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение

микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

Следует отметить, что в реальном устройстве РЗ может использоваться несколько микропроцессоров (МП), каждый из которых будет занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия.

Одним из наиболее ответственных объектов на электрических станциях является блок генератор-трансформатор.

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

Начиная с пункта 9.5 были проанализированы несколько защит от ОЗЗ. Выявлены их особенности, достоинства, недостатки. Проведено сравнение защит от замыкания на землю.

## **9.1 Общие принципы выполнения микропроцессорных терминалов защиты**

Структурные схемы микропроцессорных устройств РЗА различного назначения имеют много общего.

Центральным узлом устройства является микро ЭВМ, которая через системную шину обменивается информацией с периферийными устройствами. С помощью периферийных устройств осуществляется связь микро ЭВМ с внешней средой: датчиками исходной информации, средствами управления контролируемым объектом, элементами сигнализации, оператором.

Для контроля состояния защищаемого объекта микропроцессорное устройство РЗА имеет средства ввода аналоговой и дискретной информации.

Для ввода логических сигналов используются входные преобразователи дискретных сигналов. В качестве источников логических сигналов используются контакты различных коммутирующих элементов (реле, блок-контакты и др.), а также кнопки и ключи управления.

Для ввода аналоговых сигналов используются входные преобразователи, которые позволяют получить соответствующие цифровые коды. Этую функцию совместно выполняют входные преобразователи аналоговых сигналов, мультиплексор и аналого-цифровой преобразователь.

Для выдачи команд управления и сигналов о работе защиты предусматриваются выходные преобразователи логических сигналов. Кроме того, в микропроцессорных устройствах РЗА дополнительно предусматриваются средства отображения информации (например, жидкокристаллический индикатор).

Необходимым элементом микропроцессорного устройства является также блок питания.

## **9.2 Преимущества и недостатки МП устройств защит**

Преимущества:

1. Компактность;

Использование микропроцессорных терминалов позволило уместить весь комплект защит генератора в один шкаф, вместо целой панели при использовании защит на электромеханической базе.

2. Многофункциональность;

Современные микропроцессорные терминалы способны помимо защиты оборудования также вести мониторинг его состояния, осуществлять сигнализацию по цифровым каналам. Также стоит отметить способность терминала к самодиагностике.

3. Точность измерения;

Использование датчиков тока и напряжения позволило повысить точность измерения аналоговых величин, по сравнению с электромеханическими реле.

4. Информативность.

На плате индикации отображается вся необходимая для оперативного персонала информация, позволяя быстрее и правильнее реагировать в случае аварии. Также терминал осуществляет постоянную запись всех сигналов во встроенным регистраторе и осциллографе.

5. Минимальное количество подвижных узлов;

По сути единственными подвижными элементами терминала являются выходные реле блока дискретных выходов, что значительно повышает надежность устройства.

6. Способность с помощью сетевых соединений передавать актуальную информацию о состоянии оборудования в режиме реального времени.

Данная возможность крайне полезна при разборе аварий. Помимо фиксации факта срабатывания защит и регистрации их воздействий к каждому сигналу, исходящему из терминала, прикрепляется метка времени, что позволяет восстанавливать хронологию событий.

Недостатки МП устройств защит:

1. Высокая стоимость;

Ввиду высокой технологичности МП устройств и комплектующих их стоимость значительно превышает стоимость электромеханических аналогов.

2. Низкая помехозащищенность.

Так как МП устройства работают со сравнительно слаботочными сигналами, помехи, вызываемые соседними устройствами, могут оказывать влияние на их работу.

## **9.3 Дополнительные функции цифровых защит**

Регистратор событий (далее РС) предназначен для контроля и регистрации сигналов релейного типа (нажатие кнопки или срабатывание контактов реле —

далее событие), записывает изменения состояний логических сигналов (как внешних, так и формируемых внутри терминала) в реальном времени.

РС обеспечивает:

- подсчет количества событий по каждому каналу;
- фиксацию времени и даты событий;
- контроль на обрыв и короткое замыкание выходных контактов, подключенных к РС реле и кнопок;

РС предназначен как для замены существующих электромеханических счетчиков, так и для самостоятельного использования в качестве диагностического средства схем релейной автоматики;

РС предназначен для эксплуатации в широком диапазоне температур.

Осциллограф записывает волновые формы тока и напряжения и дискретные логические сигналы (как внешних, так и формируемых внутри терминала).

Осциллограф представляет прибор, используемый для исследования временных и амплитудных параметров электрического сигнала, который подается на его вход, или непосредственно на экране.

На сегодняшний день промышленность не стоит на месте. Создаются современные приборы, которые позволяют значительно сокращать время исследований и разработок. Они обладают значительным набором измерительных приложений, емкостным сенсорным дисплеем, глубокой памятью и высочайшей скоростью обновления сигналов на экране.

Цифровой осциллограф выполняет модификацию входящего аналогового сигнала в цифровую форму. Затем происходит его сохранение. Скорость сохранения зависит от управляющего устройства. Верхняя граница определяется скоростью преобразователя, при этом у нижней границы нет ограничений. Преобразование сигнала в цифровой код позволяет повысить устойчивость отображения, сделать масштаб и растяжку проще, сохранить данные в память. Использование дисплея дает возможность отображать данные и выполнять управление прибором. Синхронизацию можно наблюдать прямо перед включением развертки. Используемые процессоры обработки сигнала позволяют обрабатывать сигнал при помощи анализа преобразованием Фурье. Информация в цифровом виде дает возможность записать экран с итогами измерения в память, в том числе распечатать на принтере. Большинство приборов имеют накопители, чтобы можно было записать изображения в архив и в дальнейшем произвести их обработку.

#### **9.4 Защита от замыканий на землю в обмотке статора**

Защита предназначена для выявления и отключения однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора.

Исполнение защиты зависит от схемы подключения генератора и параметров сети генераторного напряжения. Все алгоритмы защит от замыкания на землю можно разделить по способу подключения генератора к сети на две группы:

1. Защиты генераторов, связанных с остальной системой на генераторном напряжении.

2. Защиты генераторов, работающих в блоке генератор-трансформатор и гальванически отделённых от остальной системы трансформаторными связями.

Выявление однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора в рассматриваемых защитах основано на различных принципах:

1. Принципы, использующие естественные электрические сигналы в установившемся или переходном режиме;
  2. Принципы, использующие искусственно вводимые электрические сигналы.

Применение того или иного принципа для выявления однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора во многом определяется схемой присоединения генераторов к шинам энергосистемы.

Однофазные замыкания на землю опасны тем, что возросшие фазные напряжения неповрежденных фаз способны разрушить изоляцию и привести к более тяжелому режиму — междуфазному короткому замыканию. Также в месте замыкания на землю образуется перемежающаяся дуга способная привести к пожару стали, повреждению изоляции.

#### **9.4.1 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке генератор-трансформатор, UN(U0)**

Назначение: защита предназначена для выявления и отключения одно-фазных замыканий на землю 100 % обмотки статора генератора, работающе-го в блоке с трансформатором.

Зашита использует естественные сигналы.

На рисунке 9.1 представлена схема подключения защиты UN(U0)

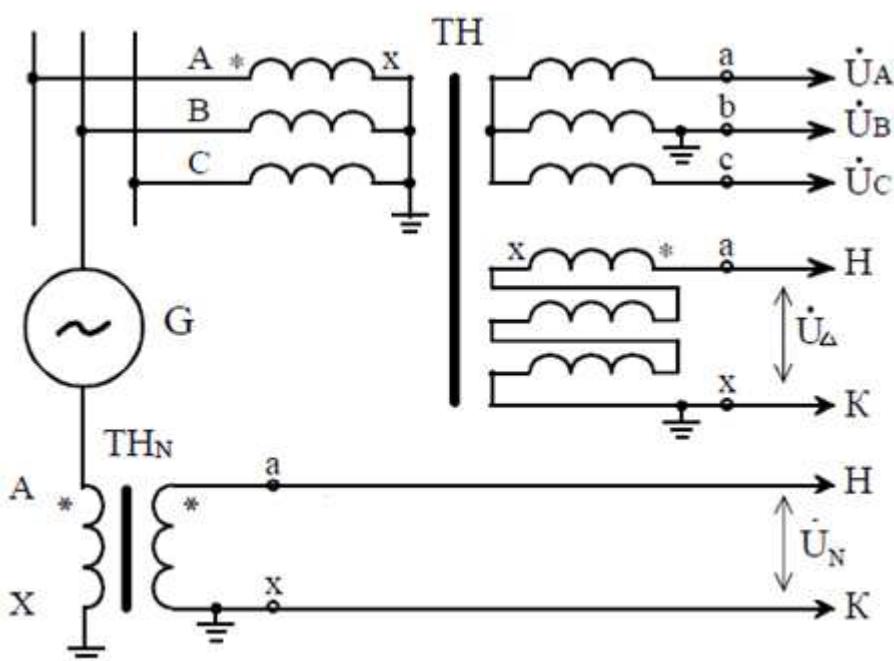


Рисунок 9.1 – Схема подключения защиты

#### Достоинства защиты UN(U0):

Защита охватывает 100 % обмотки статора генератора, в том числе и его нейтраль.

Эта защита может работать и с дугогасящим реактором в нейтрали генератора и без него.

Недостатки защиты:

Область применения этой защиты ограничена простыми блоками, в которых генератор подключен к трансформатору блока и гальванически не связан ни с другими генераторами, ни с сетью, обладающей значительной ёмкостью относительно земли.

Выставлять напряжение срабатывания по основной гармонике, меньшее 10 В, не рекомендуется, чтобы избежать неселективных действий защиты, например, при незначительном увлажнении изоляции на стороне генераторного напряжения.

#### **9.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором (с наложением 25 Гц), UN(F25)**

Назначение: защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором при наличии подключенного к нейтрали генератора дугогасящего реактора (далее ДГР).

Защита использует искусственные сигналы (переменный ток 25 Гц).

Диапазон регулирования уставок первой и второй ступеней по переходному сопротивлению – от 1,0 кОм до 10,0 кОм с шагом 0,1 кОм. Погрешность измерения переходного сопротивления при устойчивом замыкании на землю не превышает  $\pm 20\%$ .

Диапазон выдержек времени при действии первой и второй ступеней составляет от 1,0 сек до 10,0 сек с шагом 0,1 сек.

Принцип действия защиты основан на наложении на первичные цепи статора источника контрольного тока (далее ИКТ) частотой 25 Гц. Контрольный ток, который вводится через цепь заземления ДГР, протекает через ДГР и ёмкостные сопротивления фаз на землю. На защиту подаётся напряжение, пропорциональное задаваемому источником контрольного тока, и напряжение с измерительной обмотки ДГР, пропорциональное тому контролируемой частоты через ДГР.

Недостатки защиты:

При снижении рабочей величины напряжения источника контрольного тока до 0,7 от номинального значения защита блокируется и выдаётся соответствующий сигнал о её неисправности.

Требует наличие дугогасящего реактора в нейтрали генератора.

На рисунке 9.2 представлена схема подключения защиты UN(F25)

К трансформатору

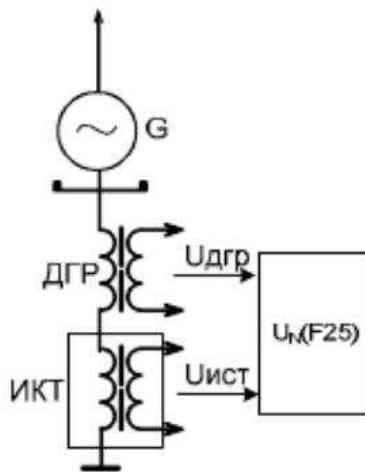


Рисунок 9.2 – Схема подключения защиты UN(F25)

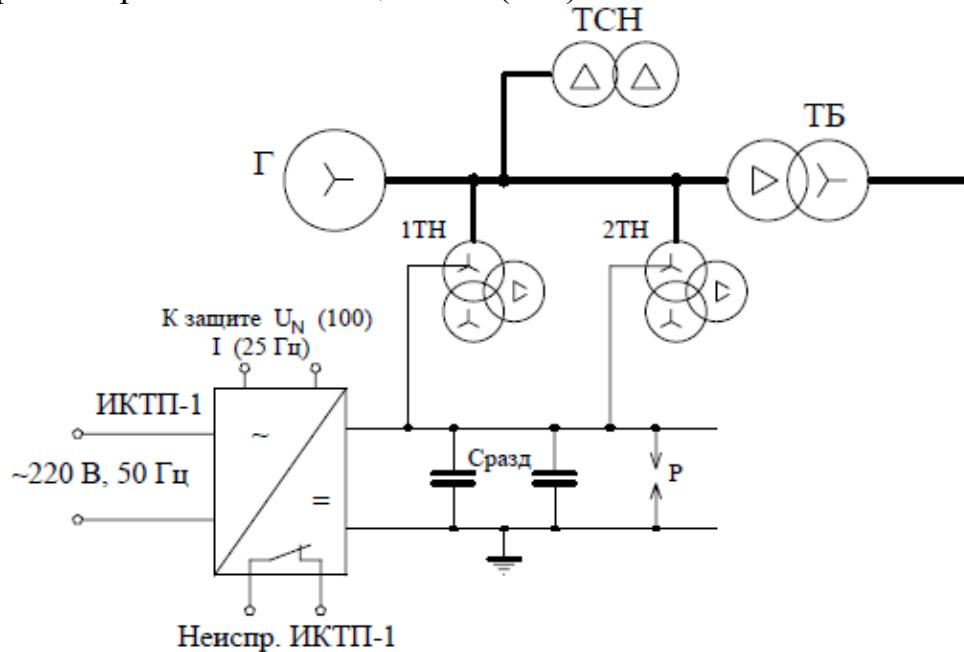
#### 9.4.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором (с наложением постоянного тока), UN(100)

Назначение: защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей.

Защита использует искусственные сигналы (постоянный ток).

Принцип действия защиты основан на наложении на первичные цепи статора генератора постоянного тока. К защите подводится напряжение от измерительной обмотки источника постоянного контрольного тока (ИКТП-1).

На рисунке 9.3 представлена схема подключения ИКТП-1 к измерительным трансформаторам напряжения и к защите UN(100).



### Рисунок 9.3 – Схема подключения ИКТП-1 к измерительным трансформаторам напряжения и к защите UN(100)

Достоинством защиты является высокая чувствительность, работает на принципе наложения постоянного тока, что позволяет выявлять различные дефекты изоляции статора генератора. Положительным свойством защиты является то, что контроль сопротивления изоляции может осуществляться на неработающем в сети, невозбуждённом или даже остановленном генераторе.

Недостаток защиты в том, что она не работает, при подключении ДГР в нейтраль генератора.

Диапазон регулирования уставок по переходному сопротивлению первой ступени – от 50 кОм до 2000 кОм с шагом 1 кОм.

Диапазон регулирования уставок по переходному сопротивлению второй ступени – от 5,0 кОм до 20,0 кОм с шагом 0,1 кОм.

Диапазон выдержек времени при действии первой и второй ступеней составляет от 0,5 сек до 10,0 сек с шагом 0,1 сек.

#### **9.4.4 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором (с наложением 25 Гц), Se(F25)**

Назначение: защита от замыканий на землю генератора, работающего в объединённом блоке с несколькими генераторами на один трансформатор и в блоках с реактированными отпайками.

Защита использует искусственные сигналы (переменный ток 25 Гц).

Для повышения чувствительности при замыкании на землю через переходное сопротивление в защите предусмотрена форсировка, действующая при срабатывании пускового органа по напряжению нулевой последовательности и обеспечивающая увеличение наложенного контрольного тока.

Принцип действия защиты. При устойчивом замыкании на землю в обмотке статора генератора доля тока с частотой 25 Гц, протекающая в цепи генератора увеличивается, а составляющая напряжения нулевой последовательности частотой 25 Гц уменьшается. Защита реагирует на изменение сопротивления в месте замыкания, формируемое как отношение тока в ветви генератора на частоте 25 Гц к напряжению нулевой последовательности на частоте источника контрольного тока. Поскольку емкостные сопротивления фаз относительно земли намного больше продольных сопротивлений фаз генератора, то характер изменения электрических величин не зависит от места замыкания и поэтому защита не имеет зоны нечувствительности, что и является её достоинством.

На рисунке 9.4 представлена схема подключения защиты Se(F25).

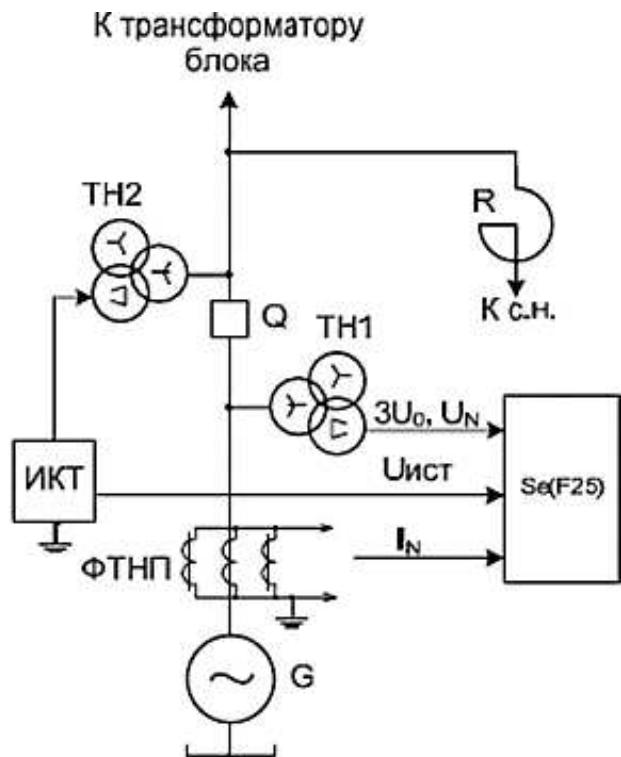


Рисунок 9.4 – Схема подключения защиты Se(F25)

Недостатки защиты:

1) Суммарный емкостный ток замыкания на землю присоединенной к реактору сети, как правило, составляет 5...10 А, сеть работает с изолированной нейтралью и отсутствует ДГР, что усложняет ввод накладываемого контрольного тока на частоте 25 Гц.

2) Защита содержит источник контрольного тока (ИКТ) с частотой 25 Гц, который подключается к разомкнутому треугольнику трансформатора напряжения. Включение выполняется через фильтр присоединения, содержащий дроссель и конденсатор, настроенные в резонанс на частоте 25 Гц. В нормальном режиме ток с частотой 25 Гц существенно ограничивается сопротивлением дросселя.

Диапазон регулирования уставок по переходному сопротивлению первой ступени – от 1,0 кОм до 10,0 кОм с шагом 0,1 кОм.

Диапазон регулирования уставок по переходному сопротивлению второй ступени – от 0,5 кОм до 5,0 кОм с шагом 0,1 кОм.

Диапазон выдержек времени при действии первой и второй ступеней составляет от 1,0 сек. до 10,0 сек. с шагом 0,1 сек.

Диапазон регулирования уставок по напряжению основной гармоники нулевой последовательности – от 1,0 В до 20,0 В.

#### 9.4.5 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора укрупнённого блока (с наложением 25 Гц), INΔ(F25)

Назначение: защита от замыкания на землю в обмотке статора гидрогенератора укрупнённого блока с подключением двух и более гидрогенераторов к одной обмотке низшего напряжения трансформатора.

Задача использует искусственные сигналы (переменный ток 25 Гц).

Для повышения надёжности работы защиты дополняется пусковыми органами:

- органом напряжения нулевой последовательности основной составляющей, что обеспечивает защиту 85 – 95 % витков обмотки статора генератора со стороны фазных выводов (в том числе и при отключенном ИКТ);
- органом первой ступени защиты  $UN(F25)$ , что обеспечивает 100 % защиту обмотки статора генератора и позволяет при введенном в работу одном генераторе обеспечивать 100 % защиту обмотки статора введенного генератора без участия токовых органов; орган при одном работающем генераторе действует на его отключение.

На рисунке 9.5 представлена схема подключения защиты  $IN\Delta(F25)$  и  $UN(F25)$  генератора укрупнённого блока.

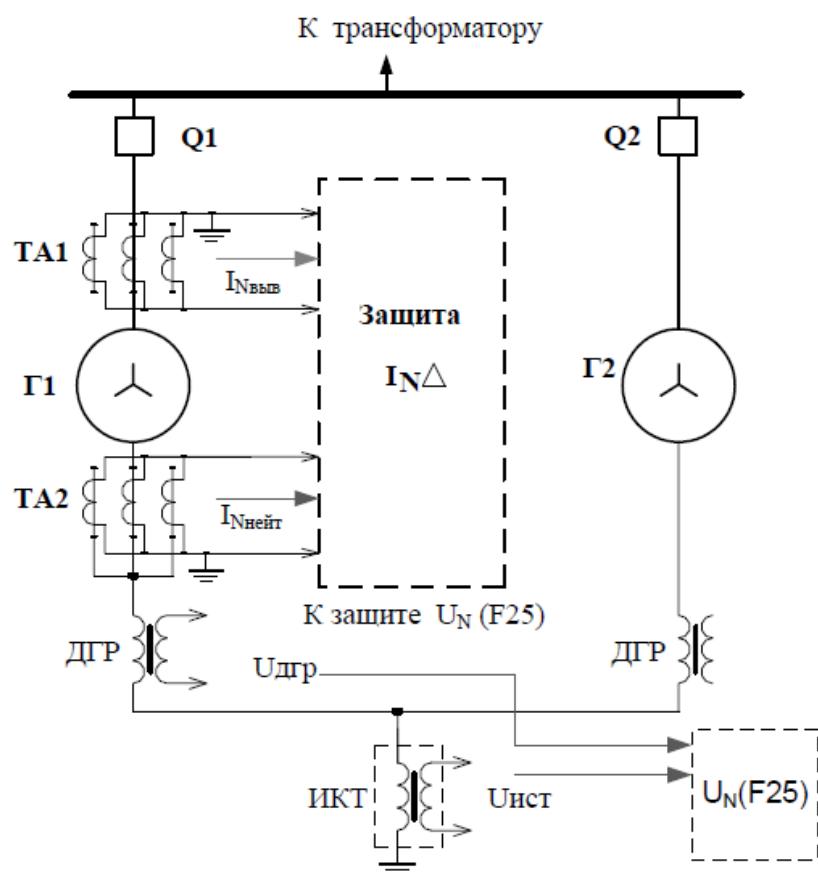


Рисунок 9.5 – Схема подключения защиты  $IN\Delta(F25)$  и  $UN(F25)$  генератора укрупнённого блока

Достоинства защиты:

- 1) Защита применима для гидрогенераторов, нейтрали которых заземлены через дугогасящие реакторы (ДГР)
- 2) При устойчивых замыканиях защита не имеет зоны нечувствительности. При питании ИКТ от источника, независимого от генератора, защита сохраняет работоспособность при остановленном или невозбуждённом генераторе.

Диапазон регулирования уставок срабатывания дифференциального токового органа нулевой последовательности на частоте 25 Гц – от 0,1 мА до 1,0 мА с шагом 0,01 мА.

Диапазон уставок срабатывания по напряжению органа выявления неисправности источника контрольного тока – от 10 В до 30 В с шагом 1 В.

Диапазон уставок по активному переходному сопротивлению в месте замыкания на землю – от 0,1 кОм до 10 кОм с шагом 0,1 кОм.

#### **9.4.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на разветвлённую сеть генераторного напряжения (с наложением 25 Гц), IN(F25)**

Назначение: защита от замыкания на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины или в блоке с реактированной отпайкой для питания местной нагрузки или собственных нужд станции при наличии в этой сети дугогасящего реактора.

Задача использует искусственные сигналы (переменный ток 25 Гц).

На рисунке 9.6 представлена схема подключения защиты IN(F25).

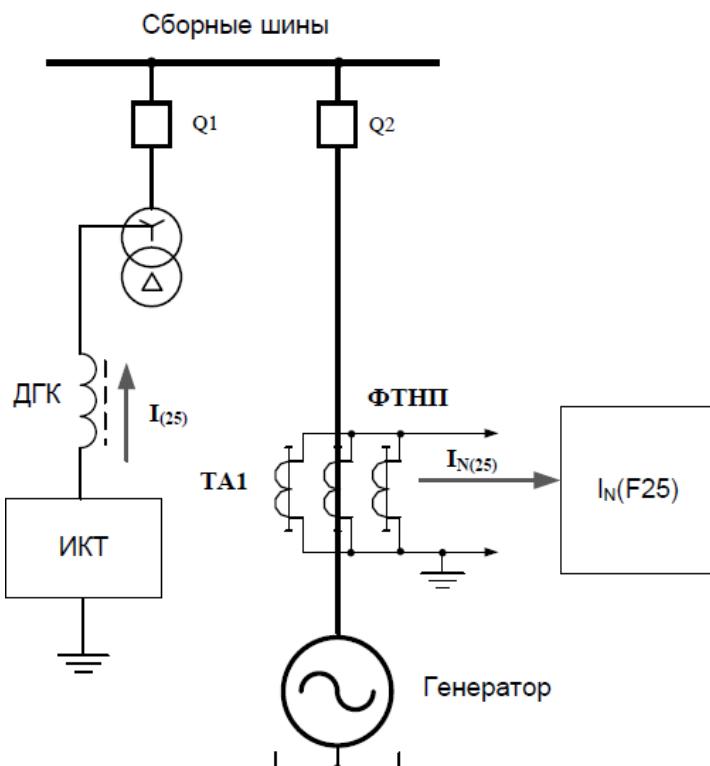


Рисунок 9.6 – Схема подключения защиты IN(F25)

Достоинства защиты:

- 1) Защита IN(F25) является высокочувствительной 100%-й защитой обмотки статора генератора от замыканий на землю
- 2) Кроме выполнения функций защиты генератора, защита вычисляет сопротивление изоляции обмотки статора генератора относительно земли.

Диапазон регулирования уставки блокирующего органа составляет от 50 мА до 300 мА с шагом 1 мА.

Диапазон регулирования уставки отключающего органа, реагирующего на ток нулевой последовательности частотой 25 Гц, втекающий в защищаемый генератор, составляет от 0,2 мА до 5,0 мА с шагом 0,1 мА.

#### **9.4.7 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины, IN(UN)**

Назначение: защита от замыканий на землю обмотки статора турбогенератора мощностью до 36 МВт, работающего на сборные шины.

Защита использует естественные сигналы.

Значение уставки срабатывания органа принимается меньшим полученного расчётом тока третьей гармоники с коэффициентом надёжности 2 – 3 для обеспечения надёжного действия защиты при внутреннем повреждении.

Недостатки защиты:

1) Для выполнения требований по чувствительности необходимо, чтобы емкостной некомпенсированный ток сети был не более 20-30 А.

2) Действие защиты разрешается от пускового органа U0, что обеспечивает защиту 85 – 90 % витков обмотки статора со стороны фазных выводов.

Диапазон регулирования уставки срабатывания органа по напряжению нулевой последовательности составляет от 5,0 В до 20,0 В с шагом 0,1 В.

Диапазон регулирования уставки срабатывания органа по току нулевой последовательности составляет от 0,1 А до 5,0 А с шагом 0,01 А.

Диапазон регулирования уставки срабатывания по напряжению нулевой последовательности третьей гармоники составляет от 0,2 В до 3,0 В с шагом 0,1 В.

Диапазон регулирования уставки срабатывания по относительному приращению напряжения нулевой последовательности третьей гармоники составляет от 0,1 до 3,5 от начальной величины напряжения третьей гармоники за 80 мс.

Диапазон регулирования уставки срабатывания по току нулевой последовательности третьей гармоники составляет от 1,0 мА до 20,0 мА с шагом 0,1 мА.

#### **9.4.8 Защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины, IN>**

Назначение: защита от замыканий на землю обмотки статора турбогенератора мощностью до 12 МВт, работающего на сборные шины.

Защита использует естественные сигналы.

Достоинства защиты:

Ток срабатывания защиты должен быть больше максимального тока небаланса, возникающего при внешних коротких замыканиях. При этом

обеспечивается достаточно надёжная отстройка от токов переходного процесса при внешних коротких замыканиях и высокая чувствительность защиты (поскольку токи двойного замыкания на землю велики).

Недостатки защиты:

- 1) Такая защита выполняется на турбоагрегатах мощностью до 12 МВт.
- 2) Защита имеет зону нечувствительности при замыканиях на землю обмотки статора генератора близи нейтрали.
- 3) Первичный ток срабатывания защиты не должен превышать 5 А.

Трансформатор нулевой последовательности (ТНП) устанавливаются непосредственно у выводов генератора для исключения из зоны действия защиты шинопроводов и кабелей, соединяющих генератор со сборными шинами. При таком расположении ТНП предотвращается отключение генератора в случае замыканий на землю в указанных соединениях, а для генераторов с кабельными выводами уменьшается величина ёмкостного тока, от которого защита должна быть отстроена. Упрощенная схема ТНП приведена на рисунок 9.7

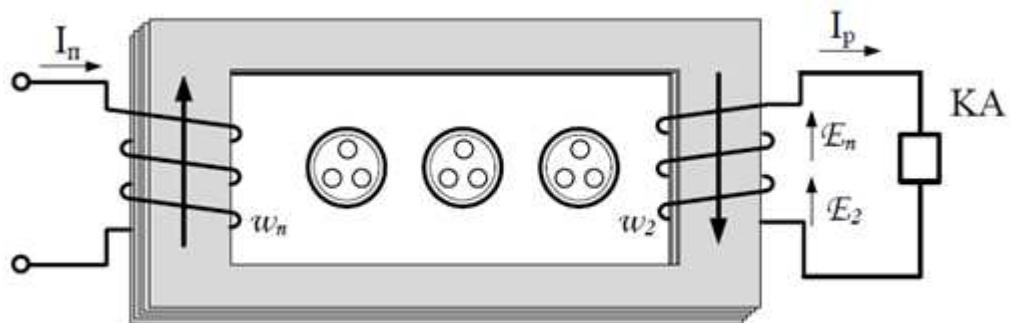


Рисунок 9.7 – Упрощённая схема подключения ТНП

Рассматриваемый ТНП должен охватывать весь пучок кабелей, отходящих от выводов генератора. Поэтому его сердечник должен иметь значительную длину. Для получения необходимой чувствительности приходится использовать подмагничивание сердечника переменным током, который обычно формируют от цепей напряжения защищаемого генератора.

Ток срабатывания органа, реагирующего на однофазные замыкания в обмотке статора, регулируется в диапазоне от 10 мА до 50 мА с шагом 0,1 мА

$$I_{c.z.n} = \frac{1}{k_B} (k'_n I_C + k''_n I_{nб.к.з.п}), \quad (9.1)$$

где  $I_C$  – установившийся емкостной ток замыкания на землю защищаемого генератора;

$I_{nб.к.з.п}$  – первичный установившийся ток небаланса в режиме внешнего двухфазного короткого замыкания;

$k'_n$  – коэффициент надёжности для отстройки от перемежающегося внешнего замыкания на землю; при работе защиты с выдержкой времени 1 – 2 секунды принимается равным 2;

$k_H''$  – коэффициент надёжности, принимаемый равным 1,5;

$k_B$  – коэффициент возврата.

Введение в выражение коэффициента возврата связано с тем, что при его неучёте защита может не вернуться после срабатывания при внешнем коротком замыкании, сопровождающемся появлением больших переходных токов небаланса.

Первичный ток срабатывания от однофазных замыканий на землю рекомендуется устанавливать в пределах 2-3 А, первичный ток срабатывания защиты от двойных замыканий на землю – 80-100 А.

## 9.5 Особенности, сравнение защит

UN(U0) является простой, эффективной защитой простых блоков, в которых генератор подключен к трансформатору блока и гальванически не связан ни с другими генераторами, ни с сетью.

Защита UN(100) имеет высокую чувствительность, высокое быстродействие.

Se(F25) является лучшей защитой генератора, работающего в объединённом блоке с несколькими генераторами на один трансформатор. Имеет усложненный ввод накладываемого контрольного тока на частоте 25 Гц.

INΔ(F25) имеет самую сложную схему подключения, подключается только к укрупнённому блоку с подключением двух и более гидрогенераторов к одной обмотке низшего напряжения трансформатора, имеет зону нечувствительности (при неустойчивых замыканиях).

IN(F25) высокочувствительная 100%-ая защита. Её особенность в том, что она защищает генератор, не подключенный к трансформатору, работающего на сборные шины или в блоке с реактивированной оттайкой для питания местной нагрузки или собственных нужд станции.

IN(UN) и IN> предназначены для защиты турбогенератора, вращающегося с высокой частотой. В отличие от IN>, IN(UN) обеспечивает защиту 85 – 90 % витков обмотки статора, защищает более мощные турбогенераторы (до 36 МВт).

Защита IN> отличается сложным расчётом. Защищает менее мощные турбогенераторы (до 12 МВт), в отличие от IN(UN), имеет высокую чувствительность.

Защиты UN(U0), IN(UN) и IN> для работы используют естественные сигналы. Защиты UN(F25), Se(F25), INΔ(F25), IN(F25) для работы используют искусственные сигналы, наложение переменного тока 25 Гц. Защита UN(100) для работы использует искусственные сигналы, наложение постоянного тока.

Параметры сравнения и возможность их установки на проектируемую станцию представлены в таблице 1.

Таблица 9.1 – Параметры сравнения защит от ОЗЗ и возможность их установки на проектируемую станцию

Защита	Диапазон уставки срабатывания	Выдержка времени	Вид используемых сигналов	Установка для проектируемой станции
UN(U0)	по напряжению органа $U_0$ 5,0 - 30,0 В по напряжению органа $U_2$ 2,0 - 10,0 В по напряжению органа $U_{03}$ 0,2 - 7,0 В	0,5 сек	естественные сигналы	да (установлена)
UN(F25)	по сопротивлению 1,0 - 10,0 кОм по напряжению ИКТ $< 0,7$ от $U_{\text{ном}}$	1,0 - 10,0 сек	искусственные сигналы ( $\sim$ ток)	да
UN(100)	по сопротивлению (1 ступень) 50 - 2000 кОм по сопротивлению (2 ступень) 5,0 - 20,0 кОм	0,5 - 10,0 сек	искусственные сигналы ( $=$ ток)	да
Se(F25)	по сопротивлению (1 ступень) 1,0 – 10,0 кОм по сопротивлению (2 ступень) 0,5 - 5,0 кОм по напряжению осн. гармоники 1,0 - 20,0 В	1,0 - 10,0 сек	искусственные сигналы ( $\sim$ ток)	нет (требует объединённый блок)
INΔ(F25)	по току 25 Гц 0,1 - 1,0 мА по напряжению ИКТ 10,0 – 30,0 В	10 сек	искусственные сигналы ( $\sim$ ток)	нет (требует укрупнённый блок)
IN(F25)	по току 50 - 300 мА по току 25 Гц 0,2 - 5,0 мА	-	искусственные сигналы ( $\sim$ ток)	да
IN(UN)	по напряжению нул. посл. 5,0 - 20,0 В по току нул. посл. 0,1 А до 5,0 А по напряжению 3 гармоники 0,2 - 3,0 В по току 3 гармоники 1,0 - 20,0 мА	0,1 – 3,5 сек	естественные сигналы	нет (только турбогенератор)
IN>	по току 2,0 – 3,0 А	1,0 – 2,0 сек	естественные сигналы	нет (только турбогенератор)

Самым чувствительным по напряжению является орган защиты IN(UN). Срабатывание при увеличении напряжения 3 гармоники выше 0,2 В.

Самым чувствительным по току является орган защиты INΔ(F25). Срабатывание при увеличении тока 25 Гц выше 0,1 мА.

Самым чувствительным по переходному сопротивлению является орган 2 ступени защиты Se(F25). Срабатывание при увеличении сопротивления выше 0,5 кОм.

Самой быстродействующей является защита IN(UN), сработка через 0,1 сек.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Миатлинской ГЭС, с плотиной высотой 64,5 м на реке Сулак, являющейся сооружением III класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 1% и поверочного 0,1% обеспеченности случаев:  $Q_{1\%} = 519 \text{ м}^3/\text{с.}$ ,  $Q_{0,1\%} = 586 \text{ м}^3/\text{с.}$

В ходе водно-энергетических расчётов были получены знания и освоены методы расчета различных задач:

- выбор расчётных гидрографов;
- построение суточных и годовых графиков нагрузки энергосистемы;
- водно-энергетический расчёт маловодного и средневодного года;
- составление балансов энергии и мощности;
- определение установленной мощности и среднемноголетней выработки проектируемой ГЭС;
- построение режимного поля.

По итогам данной курсовой работы были рассчитаны следующие величины:

- Установленная мощность Миатлинской ГЭС составляет

$$N_{\text{уст}} = 120 \text{ МВт};$$

- Среднемноголетняя выработка  $\bar{\mathcal{E}}_{\text{мн}} = 636,65 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$

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:

- максимальный - 54,22 м;
- расчетный - 49,61 м;
- минимальный - 49,3 м.

При выборе турбин рассматривалось три варианта РО75-В, ПЛ60-В и ПЛД60-Б60° с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 3 м (РО75-В-355).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 200 об/мин был подобран серийный генератор СВ-595/100-30 УХЛ5 с номинальной активной мощностью 33 МВт.

С учетом выбранной турбины были определены маслонапорная установка типа МНУ 1,6/1 – 40 – 2,5 – 2 и электрогидравлический регулятор типа ЭГР – 2И1 – 100 – 11.

В результате проделанной работы были получены практические навыки построения и расчёта металлической спиральной камеры. Так же были определены основные размеры отсасывающей трубы и разработан эскиз гидроагрегата.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ-110 кВ «две рабочие и одна обходная системы шин». По справочным данным и каталогам выбраны силовые трансформаторы типа ТРДН 40000/115.

В процессе проектирования выбрана схема собственных нужд ГЭС, которую будет питать три источника: в качестве основного источника выбраны генераторы Миатлинской ГЭС, в качестве резервных – дизель-генераторные установки АД-3000-Т400 (0,4 кВ), АД-2560-Т400 (6 кВ) и подстанция Ярык-су 35 кВ, находящаяся в 5,55 км от Миатлинской ГЭС.

Рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ

Для защиты блока генератор-трансформатор предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно – производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования из-за рубежа, а также сократит затраты на его приобретение и монтаж.

Результатом выполнения работы стал чертеж блока генератор-трансформатор с указанием рассчитанных в работе защит.

Миатлинская ГЭС спроектирована по плотинно-деривационной схеме.

В работе была запроектирована водосливная плотина на скальном основании со следующими параметрами:

- количество водосливных пролётов – 8, шириной 20 м;
- отметка гребня водослива  $\nabla ГВ = 168$  м;
- отметка гребня быка  $\nabla ГБ = 187,2$  м;
- ширина подошвы плотины по основанию 60 м;
- в качестве гасителя энергии потока был рассчитан носок-трамплин.

Плотина удовлетворяет условию прочности (в частности отсутствие растягивающих напряжений, а также наличие сжимающих напряжений, не превосходящих пределов прочности на сжатие материала плотины – бетон В5).

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

Определен дисконтированный срок окупаемости проекта, который составил 92 месяца. Произведена оценка рисков проекта, методом анализа чувствительности индекса прибыльности.

Исходя из вышеперечисленного можно сделать вывод, что проект строительства Миатлинской ГЭС на реке Сулак целесообразен и может быть реализован.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сайт системного оператора единой энергетической системы [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ.-Саяногорск, 2005. – 174 с.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 46 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов.-Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. - 108 с.
5. Ковалев, Н.Н. Проектирование гидротурбин: учеб. пособие / Н.Н. Ковалев. – Л.: Машиностроение, 1974. – 279 с.
6. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988. – 143 с.
7. Бусырев А. И. Выбор основных параметров и основы проектирования вертикальных реактивных гидротурбин: учеб. пособие / А.И. Бусырев, В.А. Долгополов.- Л.: ЛПИ, 1988. – 96 с.
8. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://docplan.ru/Data1/57/57970/index.htm>.
9. 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.
10. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЛ ВН 6/10 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго-Завод». [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://energo-zavod.com>.
11. Каталог «Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский Трансформатор». – Режим доступа: <http://silovoytransformator.ru/110kv>.
12. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ..- Введ. 01.01.2007. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 59 с.
13. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «Электроаппарат». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/catalog/>
14. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «Спецмаш». – Режим доступа: <http://www.rusprofile.ru>.

15. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго- завод». – Режим доступа: <http://energo-zavod.com/>.
16. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики – Москва: Стандартинформ, 2015 г. – 37 с.
17. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики – Москва: Стандартинформ, 2015 г. – 46 с.
18. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://zeto.ru/>.
19. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // АО «Профтек». – Режим доступа: <http://www.profotech.ru/>.
20. 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.
21. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. – Введ. 28.09.2017 – Москва ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
22. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. – Введ. 28.09.2017 – Москва ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
23. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 57114-2016 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения – Москва: Стандартинформ, 2016 г. – 32 с.
24. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 608 с.
25. Чернобровов Н. В. Ч-49 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд.5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974. 680 с. С ил.
26. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] //ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: <https://www.ekra.ru>.
27. 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.
28. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200000256>.
29. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения - М.: ФГУП ЦПП, 2012. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200094156>.
30. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.

31. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.1. - 584 с.
32. Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
33. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200000090>.
34. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84. – М.: Минрегион России, 2012. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/871001208>.
35. 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.
36. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования, СТО 17330282.27.140.002-2008. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54048/>.
37. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340. – 346 с.
38. «Методическими рекомендациями 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. - 221 с.
39. «Методическими рекомендациями 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. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200088779>.
40. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.(приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017№9). [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/68e/PEREChEN-STANDARTOV-RusGidro.pdf>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 – Гидрологический ряд реки Сулак

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1947	98	144	149	179	218	205	181	176	103	92	96	120
1948	51	58	186	183	260	394	309	220	130	128	51	104
1949	79	105	138	154	227	317	284	245	157	99	82	117
1950	95	109	146	165	312	349	273	210	133	145	79	116
1951	72	103	133	139	197	339	251	178	95	37	36	98
1952	45	59	77	128	176	311	228	184	97	37	49	109
1953	99	107	138	148	191	311	257	201	123	124	114	118
1954	130	133	145	158	218	317	279	211	130	75	59	113
1955	90	107	158	195	235	351	256	201	119	79	99	113
1956	75	105	170	183	213	326	249	188	107	93	81	103
1957	84	107	136	148	255	351	265	219	126	121	92	107
1958	99	114	142	146	189	324	268	201	131	80	54	109
1959	96	109	146	156	183	257	246	239	133	124	106	116
1960	91	121	144	151	206	276	278	228	117	91	40	104
1961	97	108	159	196	262	293	287	219	131	101	72	115
1962	82	106	136	144	407	428	239	204	112	65	54	108
1963	60	102	130	157	363	354	307	215	132	77	62	92
1964	108	119	139	176	228	340	277	205	139	129	133	112
1965	99	109	142	156	231	349	271	229	218	138	160	118
1966	100	142	136	164	220	307	262	204	117	138	102	123
1967	113	138	152	201	517	432	351	287	131	181	145	141
1968	92	104	131	173	268	322	299	231	146	137	154	113
1969	107	108	135	180	239	277	246	189	112	75	133	117
1970	33	61	84	260	324	338	267	211	114	111	99	110
1971	79	105	141	151	196	268	251	213	142	146	176	110
1972	24	59	87	105	275	264	271	195	117	105	70	106
1973	97	107	142	181	438	492	282	224	120	93	129	125
1974	84	103	163	193	430	367	291	224	139	119	199	102
1975	99	108	140	151	424	392	270	210	130	108	54	187
1976	101	108	175	185	372	453	324	238	139	106	93	117
1977	99	108	135	163	371	398	259	188	107	71	111	123
1978	124	110	142	288	471	457	403	309	230	208	154	116
1979	120	133	147	260	387	409	305	242	161	154	133	131
1980	54	95	151	270	434	371	297	220	134	145	180	121
1981	135	107	159	237	366	363	280	212	128	86	67	110
1982	114	111	165	159	289	341	298	217	142	116	116	116

## Продолжение приложения А

### Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1983	104	109	128	144	285	372	313	231	139	117	95	114
1984	95	107	137	215	403	415	288	214	128	100	84	104
1985	83	86	158	178	297	308	240	177	100	72	31	114
1986	95	109	144	245	396	334	299	228	135	133	106	112
1987	96	107	137	201	255	258	221	211	110	74	100	108
1988	100	102	138	220	276	313	267	193	114	106	148	146
1989	97	109	139	205	235	380	248	213	127	113	117	84
1990	95	100	105	230	310	349	279	216	120	124	68	113
1991	89	124	139	149	190	237	270	220	134	103	104	46
1992	94	105	130	123	375	401	249	186	103	56	69	118
1993	93	109	143	158	343	351	250	261	145	88	99	103
1994	126	130	150	196	434	450	320	221	156	168	91	139
1995	122	112	145	231	294	330	296	268	167	145	174	119
1996	98	128	173	196	224	278	305	244	148	118	110	113
Qср.	53,1	61,6	80,6	110,6	162,2	206,5	151,9	123,6	77,9	69,4	61,1	53,9

Таблица А.2 - Среднегодовой расход, маловодный сезон и период половодья

m	p%	Год ср.	Qср.г., м <sup>3</sup> /с	Год. пав.	Qср.пав, м <sup>3</sup> /с	Год меж.	Qср.меж., м <sup>3</sup> /с
1	2	1978	251,0	1978	385,6	1978	154,9
2	4	1967	232,4	1967	357,6	1967	143,0
3	6	1979	215,2	1994	324,2	1965	140,6
4	8	1994	215,1	1973	323,4	1995	140,6
5	10	1980	206,0	1979	320,6	1979	139,9
6	12	1973	202,5	1980	318,4	1994	137,1
7	14	1974	201,2	1976	314,4	1974	129,9
8	16	1976	200,9	1984	307,0	1971	128,4
9	18	1995	200,3	1974	301,0	1996	126,9
10	20	1986	194,7	1986	300,4	1980	125,7
11	22	1984	190,8	1981	291,6	1982	125,7
12	24	1975	189,4	1975	289,4	1964	125,6
13	25	1981	187,5	1962	284,4	1968	125,3
14	27	1965	185,0	1995	283,8	1966	122,6
15	29	1982	182,0	1970	280,0	1988	122,0
16	31	1968	180,8	1963	279,2	1976	119,9
17	33	1983	179,3	1990	276,8	1986	119,1
18	35	1993	178,6	1977	275,8	1959	118,6
19	37	1996	177,9	1948	273,2	1975	118,0

## Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

m	p%	Год ср.	$Q_{ср.г.},$ $\text{м}^3/\text{с}$	Год. пав.	$Q_{ср.пав.},$ $\text{м}^3/\text{с}$	Год меж.	$Q_{ср.меж.},$ $\text{м}^3/\text{с}$
20	39	1977	177,8	1993	272,6	1950	117,6
21	41	1950	177,7	1983	269,0	1953	117,6
22	43	1988	176,9	1992	266,8	1973	116,1
23	45	1990	175,8	1950	261,8	1983	115,1
24	47	1964	175,4	1982	260,8	1947	114,6
25	49	1962	173,8	1968	258,6	1981	113,1
26	51	1948	172,8	1989	256,2	1969	112,4
27	53	1989	172,3	1988	253,8	1989	112,3
28	55	1963	170,9	1961	251,4	1954	112,1
29	57	1961	170,0	1996	249,4	1961	111,9
30	59	1966	167,9	1955	247,6	1993	111,4
31	61	1970	167,7	1957	247,6	1949	111,0
32	63	1957	167,6	1965	247,2	1957	110,4
33	65	1992	167,4	1949	245,4	1955	109,3
34	67	1949	167,0	1964	245,2	1984	107,9
35	69	1955	166,9	1985	240,0	1977	107,7
36	71	1971	164,8	1954	236,6	1991	105,6
37	73	1954	164,0	1956	231,8	1956	104,9
38	75	1953	160,9	1966	231,4	1987	104,6
39	76	1969	159,8	1987	229,2	1958	104,1
40	78	1959	159,3	1960	227,8	1990	103,6
41	80	1956	157,8	1969	226,2	1948	101,1
42	82	1987	156,5	1958	225,6	1960	101,1
43	84	1958	154,8	1972	222,0	1992	96,4
44	86	1960	153,9	1953	221,6	1962	94,7
45	88	1985	153,7	1951	220,8	1963	93,6
46	90	1991	150,4	1959	216,2	1985	92,0
47	92	1947	146,8	1971	215,8	1970	87,4
48	94	1951	139,8	1991	213,2	1951	82,0
49	96	1972	139,8	1952	205,4	1972	81,1
50	98	1952	125,0	1947	191,8	1952	67,6

Продолжение приложения А

Таблица А.3 - Потребление мощности в РДУ

Часы	27 июня 2016		28 декабря 2016	
	ОДУ Юга	Дагестанское РДУ	ОДУ Юга	Дагестанское РДУ
	Потребление, МВт	Потребление, МВт	Потребление, МВт	Потребление, МВт
0:00	9896	699	11722	827
1:00	9432	666	10958	774
2:00	8896	628	10752	759
3:00	8683	613	10745	758
4:00	8420	594	10675	754
5:00	8115	573	10886	768
6:00	8471	598	11315	799
7:00	9153	646	12178	860
8:00	10064	710	12707	897
9:00	11295	797	13519	954
10:00	11997	847	13561	957
11:00	12106	855	13736	970
12:00	12060	851	13346	942
13:00	12181	860	13272	937
14:00	12204	861	13284	938
15:00	12245	864	13291	938
16:00	12191	861	13411	947
17:00	11760	830	14140	998
18:00	11633	821	14304	1010
19:00	11433	807	14279	1008
20:00	11466	809	14021	990
21:00	12284	867	13866	979
22:00	11917	841	13259	936
23:00	10916	771	12410	876

## Продолжение приложения А

Таблица А.4 - Данные для построения ИКН 27.12.16

Часы	P <sub>c</sub>	P <sub>ранж</sub>	ΔР	t	ΔЭ	P <sub>коорд</sub>	Э <sub>коорд</sub>
0:00	827	1010	2	1	2	2	2
1:00	774	1008	10	2	20	12	21
2:00	759	998	8	3	25	20	47
3:00	758	990	11	4	44	31	90
4:00	754	979	9	5	46	40	136
5:00	768	970	12	6	74	52	210
6:00	799	957	3	7	21	55	231
7:00	860	954	8	8	61	63	292
8:00	897	947	5	9	41	68	333
9:00	954	942	4	10	39	72	372
10:00	957	938	0	11	5	72	378
11:00	970	938	1	12	10	73	388
12:00	942	937	1	13	12	74	400
13:00	937	936	39	14	546	113	945
14:00	938	897	21	15	314	134	1260
15:00	938	876	16	16	262	150	1522
16:00	947	860	32	17	547	182	2069
17:00	998	827	29	18	517	211	2586
18:00	1010	799	25	19	479	236	3065
19:00	1008	774	5	20	102	241	3167
20:00	990	768	9	21	199	251	3365
21:00	979	759	0	22	11	251	3376
22:00	936	758	5	23	114	256	3490
23:00	876	754	754	24	18085	1010	21575

## Продолжение приложения А

Таблица А.5 - Данные для построения ИКН 28.06.16

ИКН 28.06.16							
Часы	P <sub>c</sub>	P <sub>ранж</sub>	ΔP	t	ΔЭ	P <sub>коорд</sub>	Э <sub>коорд</sub>
0:00	699	867	3	1	3	3	3
1:00	666	864	3	2	6	6	9
2:00	628	861	1	3	3	7	11
3:00	613	861	1	4	3	7	14
4:00	594	860	5	5	26	13	41
5:00	573	855	3	6	19	16	60
6:00	598	851	4	7	31	20	91
7:00	646	847	6	8	45	26	136
8:00	710	841	11	9	100	37	236
9:00	797	830	9	10	90	46	326
10:00	847	821	12	11	130	58	455
11:00	855	809	2	12	28	60	483
12:00	851	807	10	13	127	70	610
13:00	860	797	27	14	375	97	985
14:00	861	771	60	15	902	157	1887
15:00	864	710	12	16	190	169	2076
16:00	861	699	33	17	557	201	2633
17:00	830	666	20	18	355	221	2988
18:00	821	646	18	19	345	239	3332
19:00	807	628	15	20	301	254	3633
20:00	809	613	15	21	314	269	3947
21:00	867	598	4	22	79	273	4027
22:00	841	594	22	23	495	294	4522
23:00	771	573	573	24	13748	867	18270

## Продолжение приложения А

Таблица А.6 - Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{быт}} 90\%, \text{м}^3/\text{с}$	90	126	141	151	193	240	274	223	136	105	104	47
$Q_{\text{испар}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	3	4	5	5	4	3	0	0	0
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	-3	-3	0	0	0	0	1	1	1
$Q_{\text{фильтрация}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1
$Q_{\text{рыбоход}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{2,3 \text{ ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
$Q_{\text{сан.попуск}}, \text{м}^3/\text{с}$	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
сум. $Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	3	7	7	6	5	2	2	2
$Q_{\text{полезное}}, \text{м}^3/\text{с}$	88	123	139	149	190	234	266	217	131	103	102	45
Отметка НПУ, м	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
Отметка НБ, м	100,4	101,4	101,7	102,0	102,8	103,6	104,1	103,3	101,6	100,8	100,8	98,93
Напор, м	54,38	53,39	53,01	52,78	51,93	51,17	50,67	51,45	53,20	53,93	53,96	55,87
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	41	56	63	67	84	102	115	95	59	47	47	21
Месяц	янв	фев	мар	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	окт
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Отметка НПУ, м	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
Отметка НБ, м	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7
Напор, м	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
$N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
$N_{\text{быт}}-N_{\text{вхк}}$	-5	10	17	21	38	56	69	649	13	2	1	-25

Таблица А.7 – Мощность и выработка существующих ГЭС

ГЭС	$N_{\text{уст}}$	$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}(\text{годовая})$	$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}(\text{зима})$	$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}(\text{лето})$	$N_{\text{уст}}$	$N_{\text{уст}}$ зима	$N_{\text{уст}}$ лето
	МВт	млн кВт · ч	млн кВт · ч	млн кВт · ч	МВт	МВт	МВт
Чиркейская	1000	2470	1,62	1,08	100	120	83
Ирганайская	400	1230	0,81	0,54	40	48	33
Каскад Чирюртских ГЭС	125	386	0,25	0,17	12,5	15	10

## Продолжение приложения А

Таблица А.8 - Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (2 итерация)

Месяц	Расходы, м <sup>3</sup> /с								V, млн м <sup>3</sup>			Z <sub>вб</sub> , м			Z <sub>НБ</sub> , м	H <sub>ГЭС</sub> , м	N <sub>ГЭС</sub> , МВт	N <sub>rap</sub> , МВт	
	Q <sub>быт</sub> , 90%	Σ Q потерь	Q <sub>φ</sub>	Q <sub>полез</sub>	Q <sub>в-ща</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>хол.сб.</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>вхк</sub>	V <sub>h</sub>	ΔV	V <sub>k</sub>	Z <sub>h</sub>	Z <sub>k</sub>	Z <sub>cp</sub>				
10	105	2	1	103	29	132	0	133	100	32,7	0,08	32,62	155	154,92	154,96	101,66	53,10	60	60
11	104	2	1	102	106	208	0	209	100	32,62	0,27	32,35	154,92	154,63	154,77	103,23	51,34	91	91
12	47	2	1	45	210	255	0	256	100	32,35	0,54	31,81	154,63	154,13	154,38	103,98	50,20	109	109
1	90	2	1	88	169	257	0	258	100	31,81	0,44	31,37	154,13	153,79	153,96	104,02	49,75	109	109
2	126	2	1	123	90	213	0	214	100	31,37	0,23	31,13	153,79	153,63	153,71	103,32	50,19	91	91
3	141	2	1	139	-3	136	0	137	100	31,13	-0,01	31,14	153,63	153,63	153,63	101,74	51,69	60	60
4	151	2	2	149	-51	98	0	100	100	31,14	-0,13	31,28	153,63	153,73	153,68	100,76	52,72	44	BХК
5	193	3	2	190	-92	98	0	100	100	31,28	-0,24	31,51	153,73	153,90	153,81	100,76	52,86	44	BХК
6	240	7	2	234	-136	98	0	100	100	31,51	-0,35	31,87	153,90	154,18	154,04	100,76	53,09	44	BХК
7	274	7	2	266	-169	98	0	100	100	31,87	-0,44	32,30	154,18	154,58	154,38	100,76	53,43	44	BХК
8	223	6	2	217	-119	98	0	100	100	32,30	-0,31	32,61	154,58	154,90	154,74	100,76	53,79	45	BХК
9	136	5	2	131	-34	98	0	100	100	32,61	-0,09	32,70	154,90	155,00	154,95	100,76	53,99	45	BХК

## Окончание приложения А

Таблица А.9 - Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году

Месяц	Расходы, м <sup>3</sup> /с								V, млн м <sup>3</sup>			Z <sub>вб</sub> , м			Z <sub>НБ</sub> , м	H <sub>ГЭС</sub> , м	N <sub>ГЭС</sub> , МВт	N <sub>Гар</sub> , МВт	
	Q <sub>быт</sub>	Σ Q <sub>пол</sub>	Q <sub>φ</sub>	Q <sub>полез</sub>	Q <sub>в-ща</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>хол.со.</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>вхк</sub>	V <sub>h</sub>	ΔV	V <sub>к</sub>	Z <sub>h</sub>	Z <sub>к</sub>	Z <sub>cp</sub>				
10	143	2	1	141	10	151	0	152	100	32,70	0,03	32,67	155,00	154,97	154,99	102,09	52,70	68	60
11	107	2	1	105	121	226	0	227	100	32,67	0,31	32,36	154,97	154,64	154,80	103,53	51,08	98	91
12	49	2	1	47	208	255	0	256	100	32,36	0,54	31,82	154,64	154,15	154,39	103,98	50,21	109	109
1	92	2	1	90	167	257	0	258	100	31,82	0,43	31,39	154,15	153,81	153,98	104,01	49,76	109	109
2	127	2	1	125	95	220	0	221	100	31,39	0,25	31,14	153,81	153,63	153,72	103,42	50,10	94	91
3	158	2	1	156	-19	137	0	138	100	31,14	-0,05	31,19	153,63	153,67	153,65	101,77	51,68	60	60
4	193	2	2	191	-93	98	0	100	100	31,19	-0,24	31,43	153,67	153,84	153,75	100,76	52,79	44	bxk
5	235	3	2	232	-92	140	0	142	100	31,43	-0,24	31,67	153,84	154,02	153,93	101,86	51,87	62	bxk
6	310	7	2	303	-130	173	0	175	100	31,67	-0,34	32,01	154,02	154,31	154,16	102,58	51,38	76	bxk
7	278	7	2	271	-160	111	0	113	100	32,01	-0,41	32,42	154,31	154,70	154,50	101,12	53,19	50	bxk
8	228	6	2	222	-100	122	0	124	100	32,42	-0,26	32,68	154,70	154,98	154,84	101,41	53,23	55	bxk
9	147	5	2	142	-7	135	0	137	100	32,68	-0,02	32,70	154,98	155,00	154,99	101,75	53,04	61	bxk

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

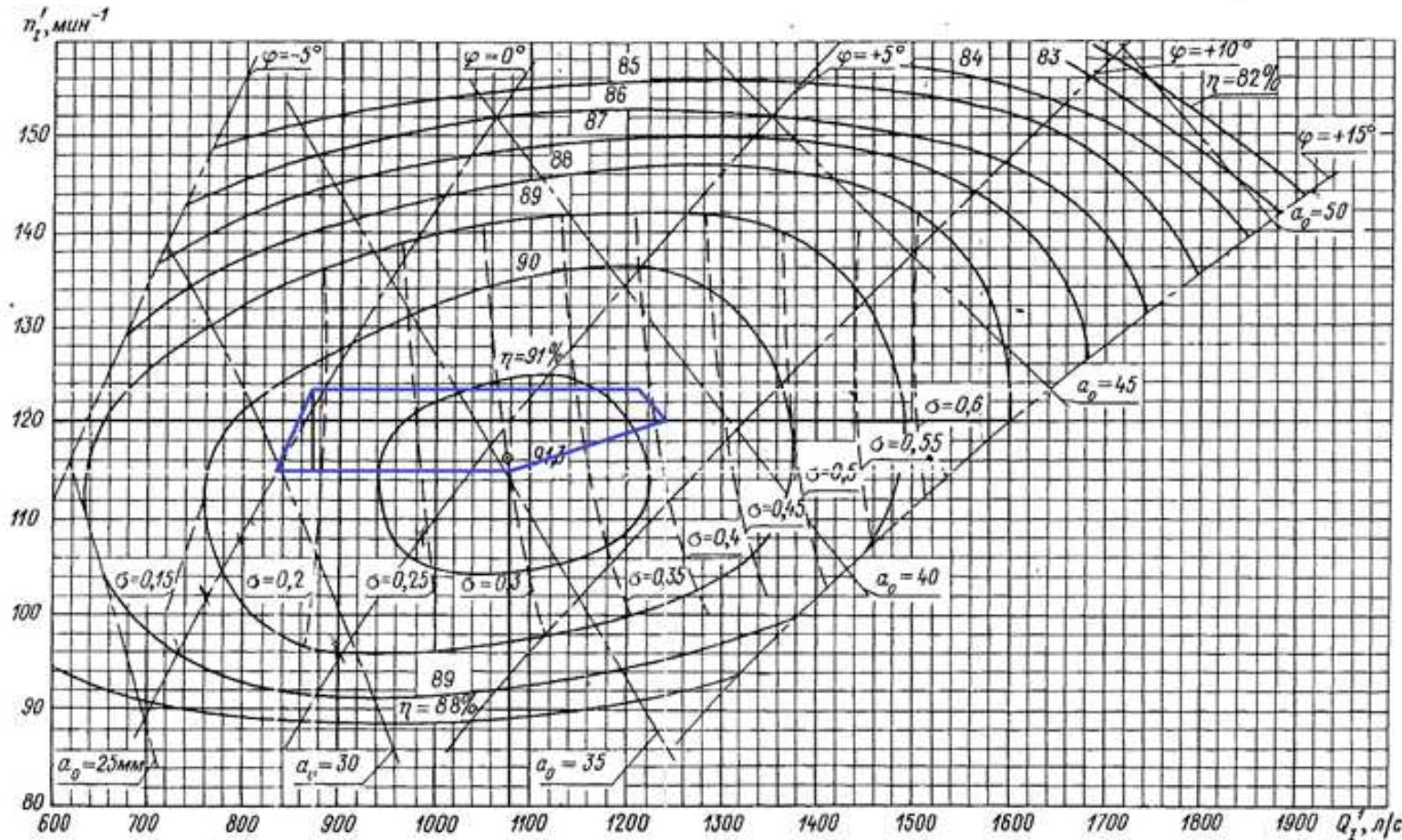


Рисунок Б.1 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 60 Б

Продолжение приложения Б

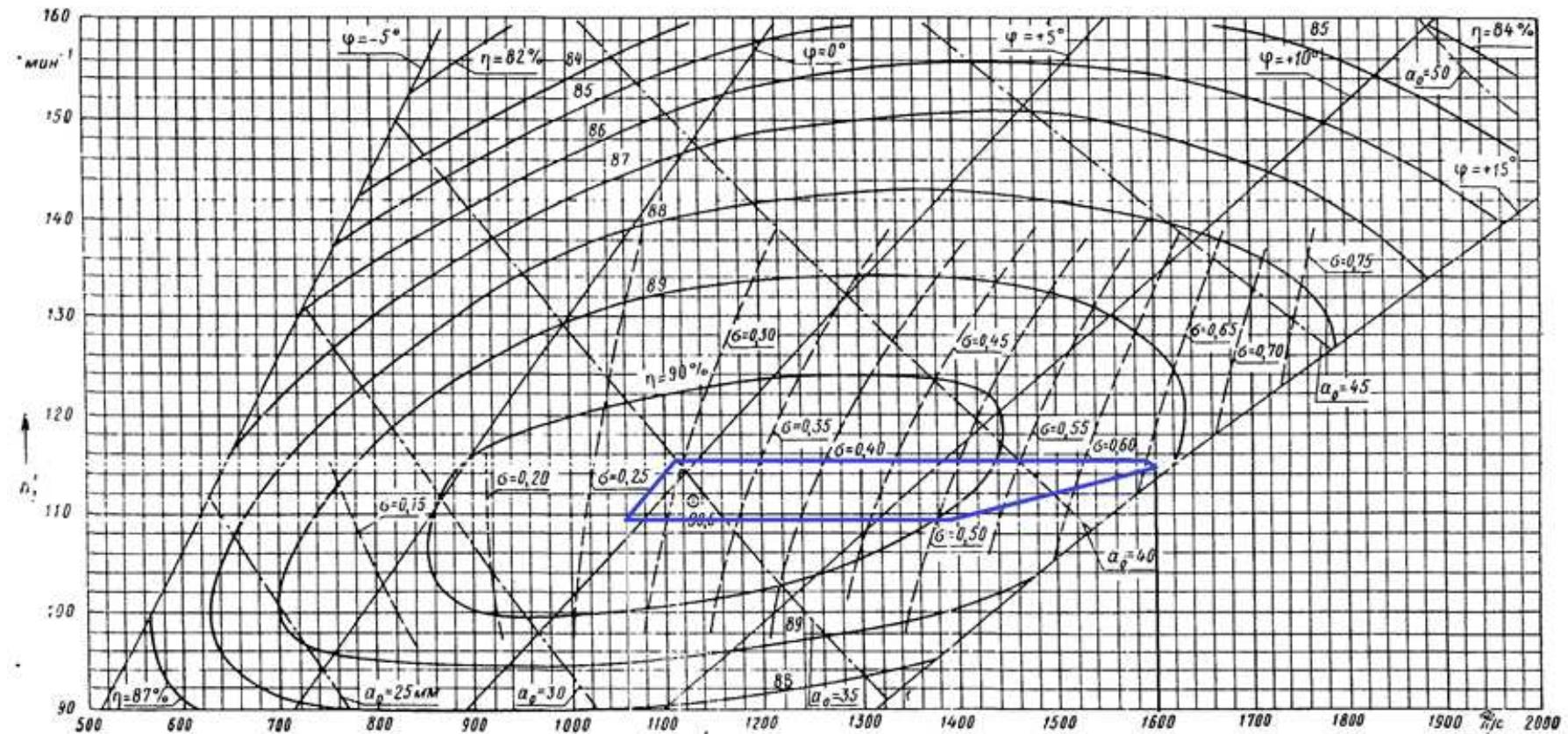


Рисунок Б.2 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 60 Б

## Продолжение приложения Б

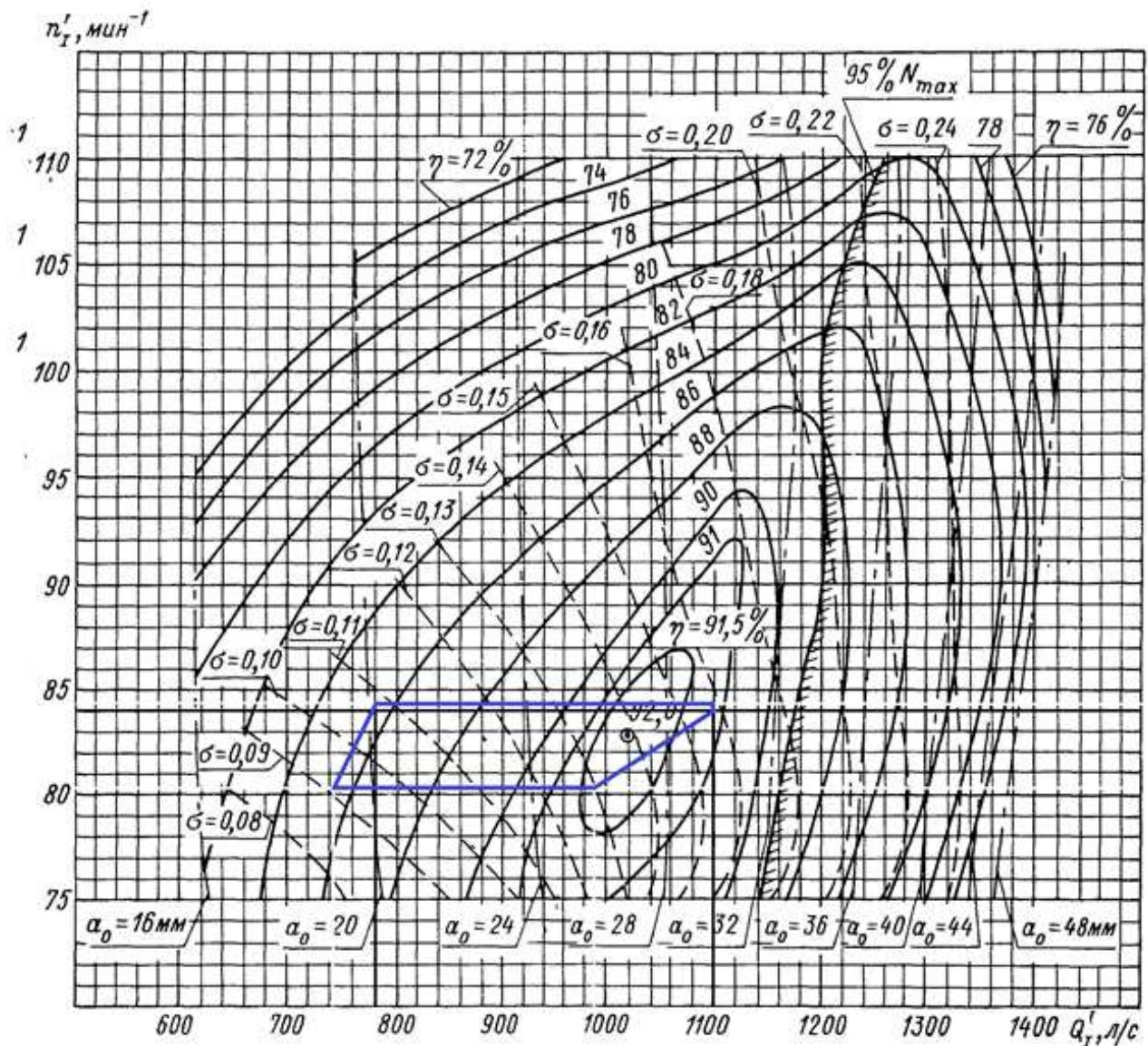


Рисунок Б.3 – Универсальная характеристика гидротурбины РО 75 Б

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины РО75-В

D <sub>1,М</sub>	2,50	2,80	<b>3,00</b>	3,15	3,55	4,00
D <sub>т,%</sub>	0,95	0,95	<b>0,95</b>	0,95	0,95	0,95
N'агр,кВт	22977,69	28847,11	<b>33131,71</b>	36540,35	46448,33	59018,17
Z, шт	5,22	4,16	<b>3,62</b>	3,28	2,58	2,03
z <sub>a,шт</sub>	6	6	<b>4</b>	4	3	3
N <sub>агр,МВт</sub>	20000	20000	<b>30000</b>	30000	40000	40000
Δ <sub>1</sub>	1,03	1,03	<b>1,03</b>	1,03	1,03	1,03
n'с	236,43	211,19	<b>197,16</b>	187,80	166,71	148,01
n <sub>синх</sub>	250,00	214,30	<b>200,00</b>	200,00	187,50	150,00
n' <sub>max</sub>	87,83	84,28	<b>84,26</b>	88,46	93,42	84,17
n' <sub>расч</sub>	87,55	84,02	<b>83,99</b>	88,18	93,13	83,91
n' <sub>min</sub>	83,75	80,37	<b>80,34</b>	84,35	89,08	80,26
Q · η <sub>т</sub>	0,96	0,77	<b>1,00</b>	0,91	0,95	0,75
Q · η <sub>т</sub> при H <sub>max</sub>	0,84	0,67	<b>0,88</b>	0,80	0,84	0,66

Таблица Б.2 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД 60 Б60°

D <sub>1,М</sub>	2,8	3	3,15	<b>3,55</b>	4	4,5
D <sub>т,%</sub>	0,93	0,93	0,93	<b>0,93</b>	0,93	0,94
N'агр,кВт	38033,23	43689,39	48189,74	<b>61273,35</b>	77876,01	98664,30
Z, шт	3,16	2,75	2,49	<b>1,96</b>	1,54	1,22
z <sub>a,шт</sub>	4	3	3	<b>2</b>	2	2
N <sub>агр,МВт</sub>	30000	40000	40000	<b>60000</b>	60000	60000
Δ <sub>1</sub>	1,03	1,03	1,03	<b>1,03</b>	1,03	1,03
n'с	283,91	265,07	252,51	<b>224,18</b>	199,07	177,04
n <sub>синх</sub>	300	300	300	<b>230,8</b>	200	187,5
n' <sub>max</sub>	117,97	126,36	132,65	<b>114,95</b>	112,17	118,24
n' <sub>расч</sub>	117,61	125,96	132,23	<b>114,59</b>	111,82	117,87
n' <sub>min</sub>	112,49	120,49	126,49	<b>109,61</b>	106,96	112,75
Q · η <sub>т</sub>	1,15	1,34	1,21	<b>1,43</b>	1,13	0,89
Q · η <sub>т</sub> при H <sub>max</sub>	1,01	1,17	1,06	<b>1,25</b>	0,99	0,78

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ 60 Б

D <sub>1,М</sub>	2,8	3	3,15	3,55	<b>4</b>	4,5
------------------	-----	---	------	------	----------	-----

$D_t, \%$	0,94	0,94	0,94	0,94	<b>0,94</b>	0,94
$N_{\text{арп}}, \text{kВт}$	38021,19	43673,27	48170,19	61243,11	<b>77830,91</b>	98599,05
$Z, \text{шт}$	3,16	2,75	2,49	1,96	<b>1,54</b>	1,22
$z_a, \text{шт}$	4	3	3	2	<b>2</b>	2
$N_{\text{арп}}, \text{МВт}$	30000	40000	40000	60000	<b>60000</b>	60000
$\Delta_1$	1,03	1,03	1,03	1,03	<b>1,03</b>	1,03
$n'c$	296,08	276,43	263,32	233,77	<b>207,57</b>	184,60
$n_{\text{синх}}$	300	300	300	250	<b>214,3</b>	187,5
$n'_{\text{max}}$	118,11	126,51	132,80	124,66	<b>120,34</b>	118,40
$n'_{\text{расч}}$	117,74	126,11	132,39	124,27	<b>119,97</b>	118,03
$n'_{\text{min}}$	112,62	120,63	126,63	118,87	<b>114,75</b>	112,90
$Q \cdot \eta_t$	1,15	1,34	1,21	1,43	<b>1,13</b>	0,89
$Q \cdot \eta_t \text{ при } H_{\text{max}}$	1,01	1,17	1,06	1,25	<b>0,99</b>	0,78

Таблица Б.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-595/100-30 УХЛ5

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	36,7
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	33
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	2,02
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	200
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	1,1
Переходное сопротивление	$X'_d$	о.е.	0,35
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,25
Наружный диаметр сердечника статора	$D_c$	м	6,3
Длина сердечника статора	$H$	м	1
Исполнение	подвесное		

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Параметры спиральной камеры

$\varphi$	-	-	-	-	-	x	$x^2$	$p^2$	p	a	R
-----------	---	---	---	---	---	---	-------	-------	---	---	---

-	$\varphi/360$	$\varphi/c$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[11] + [10]$
-	-	-	M	M	$M^{-2}$	M	$M^2$	$M^2$	M	M	M
345	0,96	0,38	1,90	1,22	1,11	1,49	2,21	2,88	1,70	3,99	5,68
330	0,92	0,36	1,81	1,14	1,07	1,43	2,05	2,72	1,65	3,93	5,58
315	0,88	0,35	1,73	1,06	1,03	1,38	1,89	2,56	1,60	3,88	5,48
300	0,83	0,33	1,65	0,98	0,99	1,32	1,74	2,41	1,55	3,82	5,37
285	0,79	0,31	1,57	0,89	0,95	1,26	1,58	2,26	1,50	3,76	5,26
270	0,75	0,30	1,48	0,81	0,90	1,20	1,43	2,11	1,45	3,70	5,15
255	0,71	0,28	1,40	0,73	0,85	1,13	1,29	1,96	1,40	3,63	5,03
240	0,67	0,26	1,32	0,65	0,80	1,07	1,14	1,81	1,35	3,57	4,91
225	0,63	0,25	1,24	0,56	0,75	1,00	1,00	1,67	1,29	3,50	4,79
210	0,58	0,23	1,15	0,48	0,69	0,92	0,86	1,53	1,24	3,42	4,66
195	0,54	0,21	1,07	0,40	0,63	0,85	0,72	1,39	1,18	3,35	4,52
180	0,50	0,20	0,99	0,32	0,56	0,76	0,58	1,25	1,12	3,26	4,38
165	0,46	0,18	0,91	0,23	0,48	0,67	0,44	1,12	1,06	3,17	4,22

Окончание приложения Б

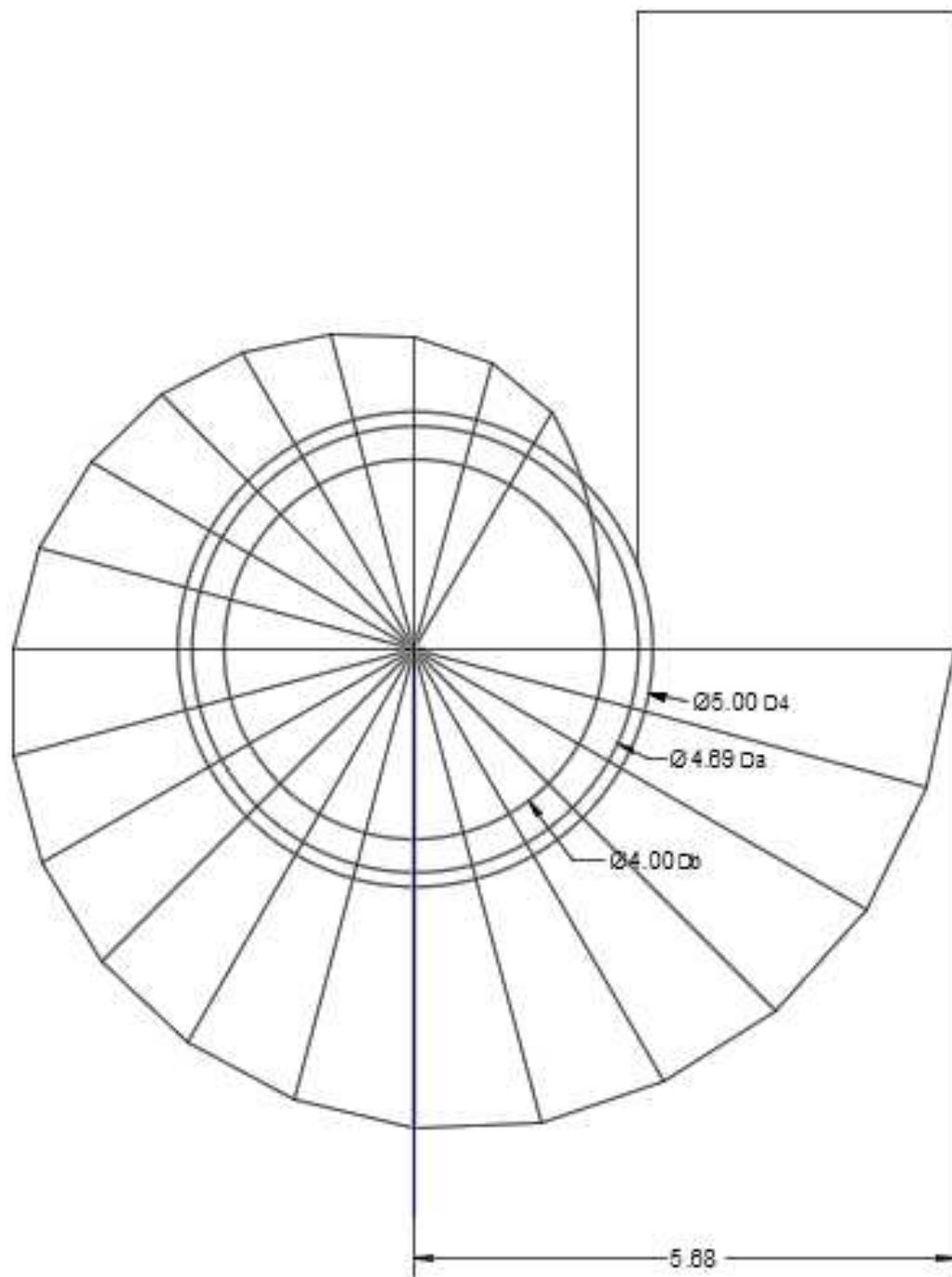


Рисунок Б.4 – Чертёж спиральной камеры

## **ПРИЛОЖЕНИЕ В**

### **Электрическая часть**

Сведения о выключателе КАГ-20



Рисунок В.1 - Выключатель КАГ-20

Комплекс аппаратный генераторный (далее КАГ) предназначен для выполнения коммутационных операций (включений и отключений) в цепях генераторов в нормальных и аварийных режимах, для создания необходимого изоляционного промежутка в отключенном положении и заземления разъединенных участков токопровода.

## Продолжение приложения В

Наименование параметра	Значение
1	2
1. Номинальное напряжение $U_{\text{ном.}}$ , кВ	10,5
2. Наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р.}}$ , кВ	12
3. Номинальный ток $I_{\text{ном.}}$ , А - с естественным воздушным охлаждением	6300
4. Номинальная частота, Гц	50
5. Параметры сквозного тока короткого замыкания: - наибольший пик (ток электродинамической стойкости) $i_d$ , кА;	230
- начальное действующее значение периодической составляющей, кА	90
6. Среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) $I_t$ , кА	90
7. Время протекания тока (время короткого замыкания), с, не более для главной цепи	3
для заземлителя	2
8. Аварийный ток при включении в противофазу: - наибольший пик (ток электродинамической стойкости) $i_d$ , кА;	180
- начальное действующее значение периодической составляющей, кА	70

Рисунок В.2 – Параметры выключателя КАГ-20

## Продолжение приложения В

Наименование параметра	Значение
1	2
1. Выключатель	
1.1. Номинальный ток отключения, $I_{\text{откл}}$ :	
- действующее значение периодической составляющей, кА	90
- относительное содержание апериодической составляющей $\beta_{\text{н.}}$ , %	40
1.2. Номинальный ток включения:	
- наибольший пик, $I_{\text{вн.}}$ , кА	230
- начальное действующее значение периодической составляющей, $I_{\text{вн.}}$ , кА	90
1.3. Ток короткого замыкания генератора:	
- действующее значение периодической составляющей, кА	50
- относительное содержание апериодической составляющей $\beta_{\text{н.}}$ , %	90
1.4. Параметры тока в условиях рассогласования фаз (угол расхождения $90^{\circ}$ )	
1.4.1. Ток включения:	
- наибольший пик, $I_{\text{вн.}}$ , кА	130
- действующее значение периодической составляющей, кА	50
1.4.2. Ток отключения	
- действующее значение периодической составляющей, кА	50
- относительное содержание апериодической составляющей $\beta_{\text{н.}}$ , %	75

Рисунок В.3 – Параметры выключателя КАГ-20

## Продолжение приложения В

1.5. Ток ненагруженного трансформатора, действующее значение, А	20-30
1.6. Собственное время включения, $t_{в.c}$ , с, не более	0,1
1.7. Собственное время отключения, $t_{о.c}$ , с	(0,035±0,005)
1.8. Минимальное абсолютное давление элегаза при температуре плюс 20 °C (давление блокировки), МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,8 (8,0)
1.9. Верхний предел абсолютного давления элегаза при температуре плюс 20 °C (давление заполнения), МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,9 (9,0)
1.10. Утечка элегаза из внутренних полостей выключателя в год, % от массы, не более	0,5
1.11. Ток потребления электромагнитов включения (ЭВ) и отключения (ЭО) при номинальном напряжении на зажимах цепей ЭВ и ЭО, А, не более	1,55
1.12. Номинальное напряжение постоянного тока на зажимах цепей ЭВ и ЭО, $U_{п.ном}$ , В	220
1.13. Электродвигатель насосного агрегата привода выключателя: - номинальное напряжение трехфазного переменного тока, В	230/400
- номинальный ток, А, не более	4,5
- потребляемая мощность, Вт, не более	750
1.14. Количество блок-контактов	НО – 24 НЗ – 24
<b>2. Разъединитель</b>	
а) тип привода разъединителя	ПЭД-040
б) номинальное рабочее напряжение двигателя, В	~230
в) номинальная мощность, Вт	370
г) количество блок-контактов	НО – 8 НЗ – 8
д) имеется блок-замок	да
<b>3. Заземлитель</b>	
а) тип привода заземлителя	ПЭД-040
б) номинальное рабочее напряжение двигателя, В	~230
в) номинальная мощность, Вт	370

Рисунок В.4 – Параметры выключателя КАГ-20

## Продолжение приложения В

### Технические характеристики РЛК-10

Разъединитель предназначен для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи, находящейся под напряжением, заземления отключенных участков при помощи заземлителей, составляющих единое целое с разъединителем, а также отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных сетей.

Таблица В.1 – Параметры РЛК-10

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	400
Номинальный кратковременный выдергиваемый ток (ток термической стойкости), кА	25
Ток электродинамической стойкости, кА	60
Время КЗ для главных ножей, с	3
Номинальная частота, Гц	50

## Продолжение приложения В

### Технические характеристики ОПНп-10/400/11,5



Рисунок В.5 - ОПНп-10/400/11,5

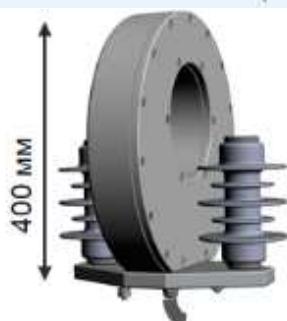
Ограничители перенапряжений нелинейные ОПНп-10 предназначены для защиты электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях с изолированной нейтралью класса напряжения 10 кВ переменного тока частотой 50 Гц. Корпус ограничителей ОПНп-10 – полимерный, герметичный, влагонепроницаемый. Металлические детали выполнены из коррозионностойких материалов.

Класс напряжения	10 кВ
Допустимое напряжение	11,5; 12 кВ
Номинальный разрядный ток	5, 10 кА
Класс разряда линии	1, 2
Пропускная способность	250, 400, 450, 500, 550 А
Климатическое исполнение	УХЛ1, УХЛ2

Рисунок В.6 - Параметры ОПНп-10/400/11,5

## Продолжение приложения В

Принцип работы	эффект Фарадея в специальном оптическом волокне (линейный отражательный интерферометр)
Изоляция	силиконовая рубашка, сухой воздух или гель
Номинальное напряжение	0 – 500 кВ
Номинальный первичный ток	200 – 40 000 А
Интерфейс	МЭК 61850-9-2LE (с поддержкой PRP, PTP)
Класс точности	0.2s (измерения) 5TPE (защита)



0-20 кВ

12 кг

Рисунок В.7 - Технические характеристики ТТЭО 10

## Продолжение приложения В



**6-13 кВ**

**4 кг**

Принцип работы	резистивный (до 13кВ) или ёмкостной (выше 100кВ) делитель с модулем АЦП
Изоляция	силиконовая рубашка, воздушная (до 13кВ, размещение – только в помещении) минеральное масло (выше 100кВ)
Номинальное напряжение	0-500 кВ
Интерфейс	МЭК 61850-9-2LE (с поддержкой PRP, PTP)
Класс точности	0.2 (измерения) 3Р (защита)

Рисунок В.8 - Технические характеристики ТНЭО-10

Продолжение приложения В



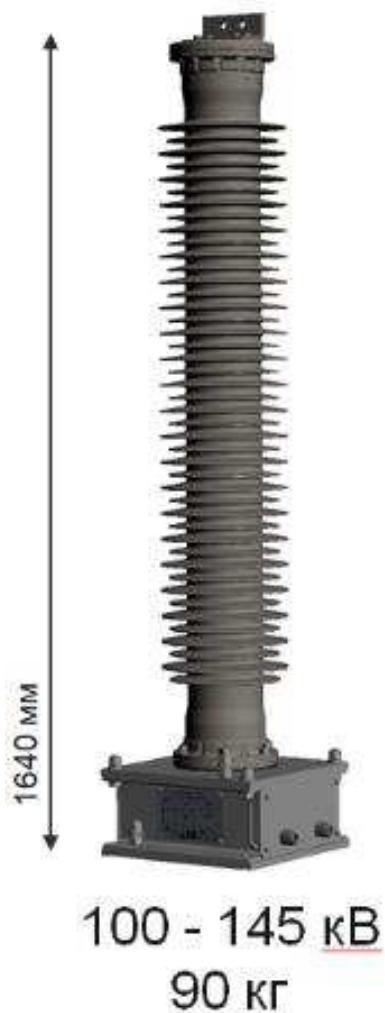
Рисунок В.9 - ВГП-110

## Продолжение приложения В

Наименование параметра	Значение
Номинальное первичное напряжение $U_{ном}$ , кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ , кВ	126
Номинальный ток, $I_{ном}$ , А	3150
Номинальный ток отключения, $I_{o,ном}$ , А	50
Параметры сквозного тока короткого замыкания:	
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) $i_d$ , кА	125
- среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) $I_r$ , кА	50
- время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	230
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	520
Минимальная бестоковая пауза при быстродействующем повторном автоматическом включении (БАПВ) $t_{бт}$ , с	0,3
Разновременность работы полюсов, с, не более:	
- при включении	0,03
- при выключении	0,02
Собственное время включения $t_{вс,с}$ , с, не более	0,08
Нормированный ток отключения ненагруженной воздушной линии, А	31,5
Ресурс выключателя по механической стойкости (число циклов В-тн-О)	10000

Рисунок В.10 - Технические характеристики ВГП-110

## Продолжение приложения В



Принцип работы	резистивный (до 13кВ) или емкостной (выше 100кВ) делитель с модулем АЦП
Изоляция	силиконовая рубашка, воздушная (до 13кВ, размещение – только в помещении) минеральное масло (выше 100кВ)
Номинальное напряжение	0-500 кВ
Интерфейс	МЭК 61850-9-2LE (с поддержкой PRP, PTP)
Класс точности	0.2 (измерения) 3Р (защита)

Рисунок В.11 - Технические характеристики ТНЭО-110

## Продолжение приложения В

### Технические характеристики РД-110.

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110, с созданием видимого разрыва. Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Двухколонковые разъединители РД горизонтально-поворотного типа производства предназначены для наружной установки.

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1250
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока, кА	80
Номинальный кратковременный выдерживаемый ток, кА	31,5
Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока, с, для	
- разъединителя	3
- заземлителя	1
Номинальная частота, Гц	50
Внешняя изоляция	фарфор или полимер
Допустимая механическая нагрузка на выводы, Н	
- продольная	1000
- поперечная	300
Сопротивление постоянному току главной цепи не более, Ом,	$70 \cdot 10^{-5}$
Минимальная разрушающая нагрузка изоляторов на изгиб, Н	10 000
Класс механической износостойкости	M2
Заземлители соответствуют классам:	
- по коммутации наведенного тока;	B
- по включению тока короткого замыкания	E0
Степень защиты оболочек привода	IP55
Климатическое исполнение и категория размещения	УХЛ 1
Сейсмостойкость, баллов по шкале MSK-64 при установке на высоте от нулевой отметки	
- до 10 м	9
- до 40 м	7
Максимальная масса <sup>1)</sup> , кг	
- РД	780
- РДП	350
Содержание драгоценных металлов в изделии, г:	
- серебро 99,9 пробы	44,76
<sup>1)</sup> – масса зависит от комплектации ножами заземлителей, типа приводов, номинального тока и указывается в паспорте изделия.	

Рисунок В.12 – Технические характеристики РД-110

## Продолжение приложения В

Колонны токовые  
для установки на  
ОРУ или в ЗРУ



**110-145 кВ**

**60 кг**

Принцип работы	эффект Фарадея в специальном оптическом волокне (линейный отражательный интерферометр)
Изоляция	силиконовая рубашка, сухой воздух или гель
Номинальное напряжение	0 – 500 кВ
Номинальный первичный ток	200 – 40 000 А
Интерфейс	МЭК 61850-9-2LE (с поддержкой PRP, PTP)
Класс точности	0.2s (измерения) 5TPE (защита)

Рисунок В.13 – Сведения о ТТЭО – 110

## Продолжение приложения В

Технические характеристики ОПНп-110/550/125.

Ограничители перенапряжений нелинейные ОПНп-110 предназначены для защиты электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью класса напряжения 110 кВ переменного тока частотой 50 Гц. Конструктивно ограничители ОПНп на 110 кВ выполнены в виде колонки варисторов в полимерном герметичном влагонепроницаемом корпусе, укрепленном металлическими фланцами. Ограничители комплектуются регистраторами срабатывания с измерением токов утечки и экранной арматурой.



Класс напряжения	110 кВ
Допустимое напряжение	56..125 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Класс разряда линии	1, 2
Пропускная способность	400, 500, 550 А
Климатическое исполнение	УХЛ1
Длина пути утечки, не менее	275 см
Масса	17 кг

Рисунок В.14 – Технические характеристики ОПНп-110/550/125

## Продолжение приложения В

Технические характеристики ВЗ-400-0,25

Высокочастотный (ВЧ) заградитель ВЗ.

**Назначение:**

- предотвращения потерь ВЧ сигнала на шинах подстанций и на соседних линиях;
- блокирования ВЧ сигналов от других источников, работающих на соседних линиях с близкими частотами;
- поддержания определенного значения высокочастотных параметров линии электропередачи независимо от схемы распределительного устройства.

**Область применения:**

Высокочастотные заградители используются для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередач (10, 35-750 кВ) для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу.

Тип заградителя	Характеристики высокочастотных заградителей								
	Номинальный длительный ток, А	Номинальная индуктивность реактора L, мГн	Номинальный кратко-временный ток КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА	Номинальное напряжение, кВ	Тип элемента настройки	Масса, кг	Высота (без учета поддона), мм	Диаметр, мм
ВЗ-200 УХЛ1	400	0,1	10	25,5	10-110	ЭН-0,1	20	587	500
		025				ЭН-025	36	821	
		0,5				ЭН-0,5	68	13-13	
		1,0				ЭН-1,0	130	1910	

Рисунок В.15 – Технические характеристики ВЗ-400-0,25

## Продолжение приложения В

Технические характеристики ФПМ-Рс 6400.

Фильтр присоединения (ФПМ-Рс), совместно с высоковольтным конденсатором связи предназначен, для присоединения аппаратуры передачи информации (связь, телемеханика, релейная защита, противоаварийная автоматика) к высоковольтным линиям электропередач (ВЛ) напряжением 35-750 кВ, а также к грозозащитным тросам по схеме «провод-земля» или «провод-провод». Реализуемая полоса пропускания ФПМ-Рс зависит от типа воздушной линии, емкости конденсатора связи и номинального сопротивления со стороны вторичных выводов.

Таблица В.3 – Технические характеристики ФПМ-Рс 6400

Название параметра	Характеристика параметра
Рабочее затухание фильтров в полосе пропускания	1,3 дБ
Затухание несогласованности со стороны линии, не менее	12 дБ
Номинальное сопротивление со стороны кабеля	75 Ом
Номинальная типовая мощность ВЧ сигнала	220 кВ
Электрическое сопротивление изоляции между обмотками не менее	100 МОм
Изоляция между обмотками трансформатора выдерживает в течении 1 мин. напряжение постоянного тока	10 кВ
Корпус фильтра выполнен из листовой стали окрашен порошковой эмалью RAL-7032РЕ	2 мм

Таблица В.4 – Технические характеристики ФПМ-Рс 6400

Код фильтра	Напряжение линии, кВ	Емкость конденсатора связи, пФ	Полоса пропускания, кГц	Номинальное сопротивление со стороны линии, Ом
ФПМ-Рс-6400/20-38	110	6400	20-38	450

## Продолжение приложения В

### Технические характеристики ТМН-2500/35/6.

Трансформаторы силовые масляные трехфазные серии ТМН классов напряжения до 35 кВ предназначены для преобразования электроэнергии у потребителей переменного тока номинальной частотой 50 Гц. Трансформаторы ТМН применяются в электроснабжении небольших производственных объектов. Номинальное напряжение ВН — 35 кВ, НН — 6 кВ.

<b>Частота</b>	50 Гц	
<b>Климатическое исполнение</b>	У1, УХЛ1	
<b>Температура эксплуатации и хранения</b>	У	-45...+40 °C
	УХЛ	-60...+40 °C
<b>Способ и диапазон регулирования ПБВ:</b>	$\pm 4 \times 2,5\%$	
<b>Напряжение к.з. <math>U_k, \%</math></b>	6,5%	
<b>Потери холостого хода кВт</b>	2,9	
<b>Потери короткого замыкания кВт</b>	23,5	
<b>Ток ХХ, %</b>	1,0	

Рисунок В.16 – Технические характеристики ТМН-2500/35/6

## Продолжение приложения В

Технические характеристики АД-3000-Т400.

Дизельный генератор СМ АД-3000-Т400 MTU номинальной мощностью 3000 кВт (3750 кВА) и частотой 50 Гц смонтирован на общей фундаментальной раме с антивибрационными опорами, состоящий из двигателя MTU 12V4000G23R и генератора переменного тока Marelli Motori MJB 400 LB4, которые, в свою очередь, соединены виброизолирующей муфтой.

Таблица В.5 – Технические характеристики АД-3000-Т400

Основная мощность	3000 кВт / 3750 кВА
Резервная мощность	3300 кВт / 4125 кВА
Частота тока, Гц	50
Напряжение, В	400
Ресурс до капитального ремонта, м.ч.	25 000
- при 75% нагрузки	585
Двигатель	
Модель двигателя	MTU 12V4000G23R
Частота вращения вала двигателя, об/мин	1500
Тип	12VTI
Диаметр цилиндра, мм	170
Ход поршня, мм	210
Рабочий объем, л	57,2
Степень сжатия	16,5:1
Генератор	
Модель генератора	Marelli Motori MJB 400 LB4 (или аналог)
Напряжение, В	400
Род тока	переменный трехфазный
Номинальный коэффициент мощности	0,8
Номинальный ток, А	1800
Класс изоляции	H
Степень защиты	IP23
Регулятор напряжения (AVR)	Mark I M40FA640A
Топливная система	
Топливный бак, л	по согласованию с Заказчиком
Расход топлива, л/ч	-
Топливные фильтры	основной топливный фильтр - дуплексный
- при 75% нагрузки	585
Система электрооборудования	
Зарядный генератор	80 А
Пусковое устройство	стартер 2x7,5 кВт
Напряжение в системе электрооборудования	24 В

## Продолжение приложения В

Таблица В.6 – Проверка трансформатора ТТЭО – 10

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТЛК – 10 «Самарский трансформатор»
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
Расчетные данные	Каталожные данные
	ТЛК – 10 «Самарский трансформатор»
$I_{\text{раб.макс}} = 0,212 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 0,8 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 21,34 \text{ кА}$	–
$i_y = 58,24 \text{ кА}$	–
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2(t_{\text{отк}} + t_{\text{PЗА}}) = 21,34^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 1,71 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} = I_t^2 t_t = 0,8^2 \cdot 3 = 1,92 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица В.7 – Сводная таблица по выбору выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные
	ВГП – 110 «Электроаппарат»
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} = 0,385 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3,1 \text{ кА}$
Расчётные данные	Каталожные данные
	ВГП – 110 «Электроаппарат»
$I_{\text{п0}} = 4,26 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 18,07 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2(t_{\text{отк}} + t_{\text{PЗА}}) = 4,26^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 1,45 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} = I_t^2 t_t = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

## Окончание приложения В

Таблица В.8 – Сводная таблица для выбора разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные
	РГ 110/1000 «ЗЭТО»
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} = 0,385 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1,25 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 4,26 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 18,07 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} =$ $I_{\text{п0}}^2(t_{\text{отк}} + t_{\text{P3A}}) = 4,26^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 1,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} =$ $I_T^2 t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица В.9 – Параметры анализатора высшего напряжения

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность ( $\text{В} \cdot \text{А}$ )
Анализатор сети	Беркут-ММТ	0,5	8

Таблица В.10 – Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТТЭО «Профотек»
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} = 0,385 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 4,26 \text{ кА}$	–
$i_y = 18,07 \text{ кА}$	–

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,6 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,02 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,05 A
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 5 V
		$t_2$	$U_{02G}$	- 10 V
		$t_3$	$U_{0G}$	- 15 V
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$ 140 V
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$ 120 V
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2\text{СИГН}}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,28 A
		ПО	$I_{2\text{ПУСК}}$	$0,15 \cdot I_H$ 0,6 A
		OTC I	$I_{2\text{С.З.}}$	$0,32 \cdot I_H$ 1,28 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{\text{СИГН}}$	$1,07 \cdot I_H$ 4,3 A
		ПО	$I_{\text{ПУСК}}$	$1,1 \cdot I_H$ 4,42 A
		OTC	$I_{1\text{OTC}}$	$1,224 \cdot I_{H\text{ОМ}}$ 4,94 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,08 0,25 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35 1,04 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p \text{ СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{H\text{ОМ.Р}}$ 3,25 A
		ПО	$I_p \text{ ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{H\text{ОМ.Р}}$ 3,34 A
		Отсечка	$I_p \text{ ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{H\text{ОМ.Р}}$ 6,7 A

## Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие										
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г		Гашение полей		Останов турбины и сброс АРЗ		Пуск ПЖТ ГТ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Отключение СВ	Предупредительный сигнал
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+		+		+		+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$										
		$t_2$										
		$t_3$	+	+	+	+					+	
ЗПН	$U >$	$t$	+	+	+	+						
		1 ступень $t_1$	+	+								
		2 ступень $t_2$	+	+								
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО									+	
		ИО		+	+							
		OTC I	$t_1$								+	
			$t_2$									
			$t_3$	+	+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО										
		ИО		+	+							
		OTC	$t_1$								+	
			$t_2$	+	+							
ДЗ	$Z <$	1 ступень		$t_1$							+	
				$t_2$	+	+	+					
		2 ступень		$t_1$							+	
				$t_2$	+	+						
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО										
		ИО		+	+							
		Отсечка		+	+						+	

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Компоновка и сооружения гидроузла

Таблица Д.1 - Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№ точки	x	y	x*	y*
1	0	0,126	0	0,945
2	0,1	0,036	0,75	0,27
3	0,2	0,007	1,5	0,0525
4	0,3	0	2,25	0
5	0,4	0,006	3	0,045
6	0,5	0,027	3,75	0,2025
7	0,6	0,06	4,5	0,45
8	0,7	0,1	5,25	0,75
9	0,8	0,146	6	1,095
10	0,9	0,198	6,75	1,485
11	1	0,256	7,5	1,92
12	1,1	0,321	8,25	2,4075
13	1,2	0,394	9	2,955
14	1,3	0,475	9,75	3,5625
15	1,4	0,564	10,5	4,23
16	1,5	0,661	11,25	4,9575
17	1,6	0,764	12	5,73
18	1,7	0,873	12,75	6,5475
19	1,8	0,987	13,5	7,4025
20	1,9	1,108	14,25	8,31

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, энергетических систем и  
электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
М.В. Кочетков М.В. Кочетков  
«\_\_» 2019 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МИАТЛИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СУЛАК.  
ЗАЩИТА БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Руководитель Матвиенко 10.06.19 Инженер по РЗА  
подпись, дата СРЗАиМ СШ ГЭС

И.А. Матвиенко  
инициалы, фамилия

Выпускник Нечепорюк 10.06.19  
подпись, дата

Д.В. Нечепорюк  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме "Проектирование Миатлинской ГЭС на реке Сулак. Защита блоков генератор-трансформатор электростанций."

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайд 05.06.19

подпись, дата

Е.Ю. Зашеев

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Масленников А.В.

инициалы, фамилия

Электрическая часть

Ги 06.06.19

подпись, дата

Л.В. Толстухина

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Г.Ф. 06.06.19

подпись, дата

Л.В. Шумах

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

ОГ - 11.06.19

подпись, дата

Е.В. Фирсова

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Б.И. 10.06.19

подпись, дата

Б.И. Тагиров

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Б.И. 13.06.19

подпись, дата

В.А. Каргинов

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Б.И. 11.06.19

подпись, дата

В.В. Давлетова

инициалы, фамилия

Консультант

Инженер

М.В. Коцебусов

Нормоконтролер

Б.И. 14.06.19

подпись, дата

А.А. Гаджиев

инициалы, фамилия