

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНКУДЕРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОНКУДЕРА.
ЭКСПЛУАТАЦИЯ СОРОУДЕРЖИВАЮЩИХ РЕШЁТОК В ЗИМНЕМ
РЕЖИМЕ.**

Руководитель	_____	Доцент кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ должность, ученая степень	В.И. Татарников инициалы, фамилия
	подпись, дата		
Выпускник	_____		А.С. Романова инициалы, фамилия
	подпись, дата		

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Конкудерской ГЭС на реке Конкудера. Эксплуатация сороудерживающих решёток в зимнем режиме».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка 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

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КОНКУДЕРСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Сейсмические условия	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	13
2 Водно-энергетические расчеты	14
2.1 Исходные данные	14
2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов.....	14
2.2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	14
2.2.2 Перераспределение стока с полноводного периода на зимний период	17
2.2.3 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом и без учета требований водохозяйственной системы для маловодного года	17
2.2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	19
2.2.5 Определение рабочей, установленной мощности проектируемой ГЭС	20
2.2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	22
2.2.7 Построение режимного поля	22
2.4 Баланс мощности и энергии	23
2.4.1 Баланс энергии Красноярской энергосистемы	23
2.4.2 Расчет резервов и баланса мощностей	23
3 Выбор основного энергетического оборудования	26
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов	26
3.1.1 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины	29
3.1.2 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры	31
3.2 Выбор электротехнического оборудования	32
3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора	32
3.2.2 Выбор маслonaпорной установки	33
3.2.3 Выбор электрогидравлического регулятора	33
3.3 Определение геометрических параметров агрегатного блока и	

машинного зала	34
3.3.1 Определение отметки водозаборного отверстия	34
3.3.2 Расчет вала на прочность	34
3.3.3 Выбор геометрических размеров машинного зала	35
4 Электрическая часть.....	36
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	36
4.2 Выбор типа блоков ГЭС.....	37
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками	37
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками	38
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд	39
4.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта ...	39
4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий	40
4.5 Выбор схемы РУ ВН	41
4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»	42
4.7 Расчет токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении в программном комплексе «RastrKZ».	43
4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	43
4.9 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН	44
4.10 Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения	45
5 Релейная защита и автоматика	47
5.1 Перечень защит основного оборудования	47
5.2 Параметры защищаемого оборудования.....	48
5.3 Расчет номинальных параметров	49
5.4 Описание защит и расчет их уставок	50
5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора ($I_{\Delta G}$)	50
5.4.2 Поперечная дифференциальная защита ($I_{\Delta >}$).....	52
5.4.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))	52
5.4.4 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$).....	55
5.4.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2).....	55
5.4.6 Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	59
5.4.7 Дистанционная защита генератора $Z_1 <$, $Z_2 <$	61
5.4.8 Защита от перегрузки обмотки ротора	64
5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	65
6 Состав и компоновка сооружений.....	66
6.1 Исходные данные	66
6.2 Состав и компоновка сооружений гидроузла	66
6.3 Проектирование сооружений напорного фронта	66
6.3.1 Определение отметки гребня бетонной плотины	67

6.3.2	Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины	69
6.4	Конструирование бетонной плотины	79
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	79
6.4.2	Разрезка бетонной плотины швами	80
6.4.3	Быки.....	80
6.4.4	Устои	81
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин.....	81
6.4.6	Галереи в теле плотины.....	81
6.5	Элементы подземного контура плотины.....	81
6.6	Фильтрационные расчёты	82
6.7	Определение основных нагрузок на плотину	83
6.7.1	Вес сооружения	83
6.7.2	Сила гидростатического давления воды	84
6.7.3	Равнодействующая взвешивающего давления	85
6.7.4	Сила фильтрационного давления	85
6.7.5	Давление наносов	85
6.7.6	Волновое воздействие	85
6.7.7	Расчёт прочности плотины	86
6.7.8	Расчёт устойчивости плотины	89
7	Пожарная безопасность, охрана труда.....	91
7.1	Требования по охране труда и технике безопасности.....	91
7.2	Пожарная безопасность.....	93
7.3	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Конкудерского ГУ	95
7.3.1	Воздействия на природную среду в строительный период.....	95
7.3.2	Отходы, образующиеся при строительстве.....	96
7.3.3	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	97
7.3.4	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	98
7.3.5	Водоохранная зона	98
8	Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	101
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	101
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	101
8.3	Налоговые расходы	105
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	105
8.5	Оценка инвестиционного проекта	106
9	Эксплуатация сороудерживающих решеток в зимнем режиме.....	108
9.1	Технические требования	108
9.2	Эксплуатация в зимний период	109
9.3	План мероприятия для подготовки гидроузла к морозному периоду	112
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	114
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	116
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных	119
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты.....	122

ПРИЛОЖЕНИЕ В_Основное и вспомогательное оборудование	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Г_Таблица уставок и матрица отключений защит	128

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КОНКУДЕРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Конкудера;
2. Местонахождение ГЭС Красноярский край;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 389 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 3060 м³/с;
0,01% 3288 м³/с;
 - г) минимальный 280 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 380 м;
ФПУ 381 м;
УМО 361,4 м
 - в) объемы: полный 8,40 км³;
полезный 6,93 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 58,3 м;
 - б) расчетный 46,3 м;
 - в) минимальный 36,2 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность: установленная 570 МВт;
гарантированная 496 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1540 млн. кВт·ч;
7. Плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая 65,0 м / 65,6 м;
 - б) станционная 110,0 м / 65,6 м;
 - в) глухая сопрягающая водосливную и станционную 13,0 м / 65,6 м;
 - г) водосливная 78,0 м / 65,6 м;
 - д) левобережная глухая 87,0 м / 65,6 м;
8. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 4 отверстия 4×9;
 - в) общая длина 52,0 м;
 - г) максимальная высота 65,6 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании доломит;
 - в) тип спиральной камеры металлическая круглая;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
10. Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛД60-В-670;
 - б) тип генератора СВ-660/165-32;

- в) мощность генератора 150 МВт;
 - г) частота вращения 115,4 об/мин;
 - д) тип трансформаторов ТДЦ-250000/500;
11. Техничко-экономические показатели:
- б) удельные показатели 126000 руб./кВт;
 - в) себестоимость энергии 0,50 руб/кВт·ч;
 - г) срок окупаемости 16 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика имеет огромное значение, как для обычного потребителя, так и для всей промышленности. Ввиду более высоких значений коэффициента полезного действия гидротурбин, достигающего 95 %, гидростанции признаны одним из самых эффективных источников энергии. Покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки, а также поддерживая частоту тока, они занимают особо важное место в современных энергетических системах.

Вода как возобновляемый природный ресурс не требует производственных затрат. А значит, себестоимость производства электроэнергии на гидростанциях значительно ниже, что делает гидроэнергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

В будущем доля гидроэнергетики в энергетическом балансе со временем будет только возрастать. А уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, гидроэнергетика является самым конкурентным и, не смотря на свою уже многовековую историю, перспективным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Конкудера – река в Иркутской области России, правый приток Мама. Длина — 153 км, площадь бассейна — 4920 км² [1].

1.1 Природные условия

Конкудера берет свое начало на севере Делюн-Уранского хребта, в горных озёрах и ледниках. В верховье называется Большая Конкудера. Протекает по Северо-Байкальскому нагорью, где на 43 километре от устья соединяется с Малой Конкудера и с этого момента называется Конкудера. У посёлка Конкудери (в данный момент не жилой) впадает в реку Мама.

1.1.1 Климат

Климат в бассейне реки Конкудера резко континентальный с морозной зимой (-55...-60°C) и коротким теплым летом (до +39°C) [2]. Среднемесячная температура января -28,9°C, июля +17,9°C.

Ледяной покров на реках устанавливается в октябре–ноябре и сходит в мае–июне. Снежный покров в долинах рек держится с октября до июня, на вершинах гольцов – более продолжительное время. В районе, в значительной степени, распространена вечная мерзлота, главным образом, на северных склонах гольцов.

Среднегодовое количество осадков составляет 390–550 мм, причем 60–70 процентов приходится на летние месяцы.

1.1.2 Гидрологические данные

Питание реки преимущественно дождевое. Половодье с апреля до сентября. Замерзает в октябре, вскрывается в апреле. Характерны летние дождевые паводки.

Расходный гидрологический ряд за 81 год наблюдений р. Кокудера за период 1933-2013 гг., представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 385 \cdot 31536000 = 12,16 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

Где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1; t – число секунд в году.

Кривая связи объемов и уровней воды в ВБ водохранилища Конкудерской ГЭС (рис. 1.1) и ее координаты, представленные в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Координаты кривой связи объемов и уровней воды в ВБ

Zвб, м	V, км ³
320	0
365	1,6
377,6	3,8
379	5,2
379,6	6,8
380	8,4

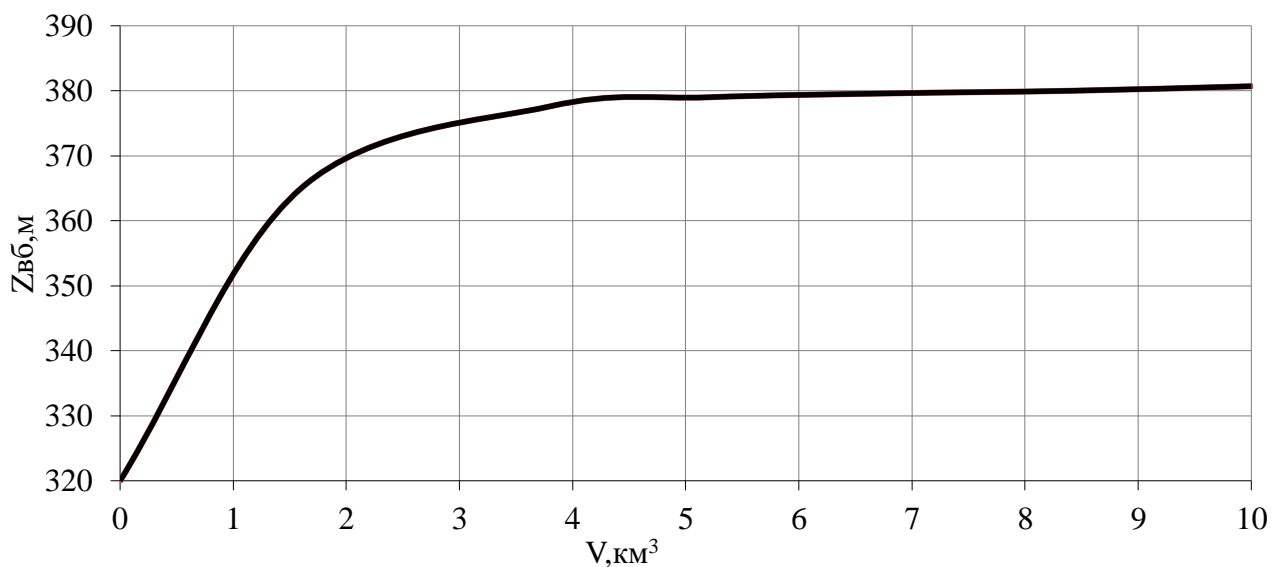


Рисунок 1.1 – График зависимости объемов и уровней в ВБ

Кривая связи расходов и уровней в НБ гидроузла (рис. 1.2) и ее координаты, представленные в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривой связи расходов и уровней в НБ

Zнб, лето, м	Qнб, лето м ³ /с	Zнб зима, м	Qнб зима, м ³ /с
320	0	320	0
321,5	115	321,5	92
322,5	215	322,5	172
323,2	345	323,2	276
323,8	496	323,8	397
324,2	645	324,2	516
324,3	712	324,3	570
324,4	785	324,4	628
324,9	2000	324,9	1600

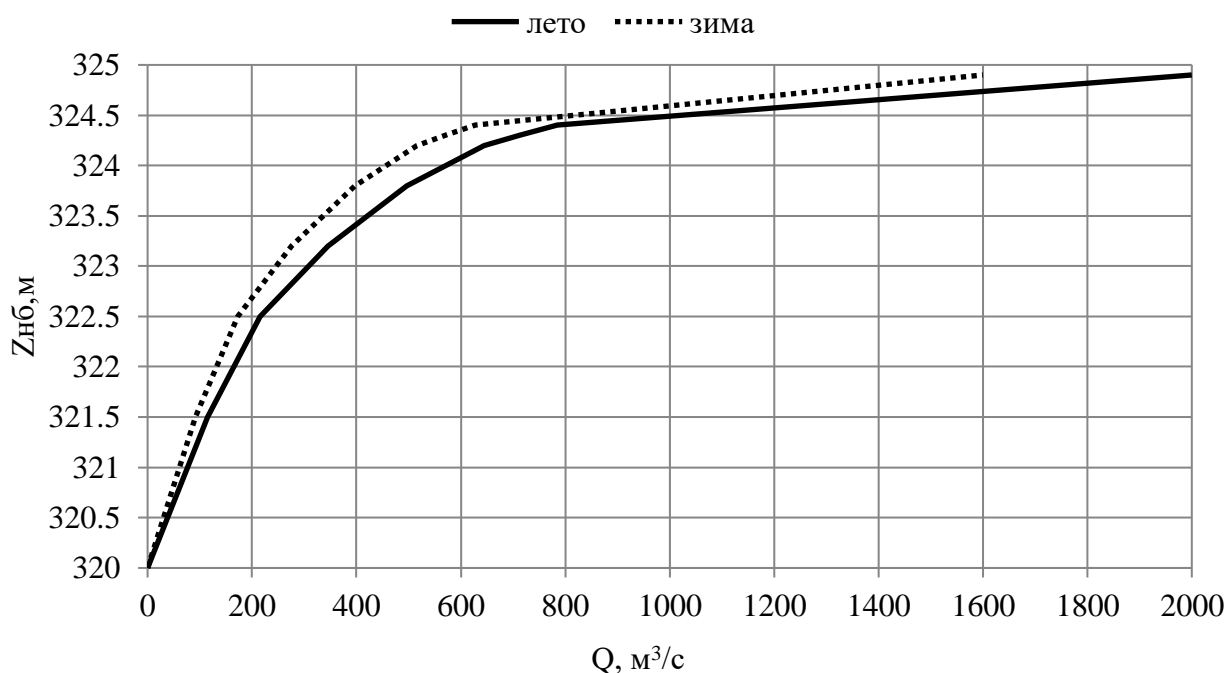


Рисунок 1.2 – График зависимости расходов и уровней в НБ

Теоретические кривые обеспеченности наибольших расходов для сооружений I класса представлены в табл. 1.3.

Таблица 1.3 – Значения расходов наибольших расходов для сооружений I класса в поверочном случае

P%	0,01%	0,1%	1%	3%	5%	10%
φ	6,41	5,86	3,15	2,31	1,91	1,34
M_s	4,04	3,69	1,98	1,46	1,20	0,84
K_s	5,04	4,69	2,98	2,46	2,20	1,84
$Q_{расч}$	3288	3060	1947	1602	1438	1203

Кривую обеспеченности средних максимальных расходов для сооружений I класса см. в приложении А, рис. А.1.

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании створа Конкудерской ГЭС – скальные породы: доломит. Дно находится на отметке 320 метров.

1.1.4 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2016-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Конкудерской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 7 баллам шкалы MSK-64.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Для объединенной энергосистемы Востока в качестве исходных были приняты следующие данные [3]:

- 1) Суточный график нагрузки;
- 2) Годовой максимум нагрузки [3];
- 3) Среднегодовая выработка и среднегодовое электропотребление за 2017 г. (табл. 1.4).

Таблица 1.4 – Выработка и потребление зон ОДУ

Зоны	Энергия в миллиардах киловатт часах	
	Выработка электроэнергии	Электропотребление
ОДУ Востока	43,82	40,308

- 4) Установленная мощность существующих ГЭС: 5414 МВт.

Расчет зимней и летней интегральных кривых нагрузок представлен в приложении А, табл. А.2.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

- 1) Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,8.
- 2) Коэффициент мощности $k_N=8,9$.
- 3) Нагрузочный резерв системы 1,4%;
- 4) Аварийный резерв системы 7%;
- 5) Потери напора в подводящих сооружениях $\Delta h = 0,6$ м.
- 6) Нормальный подпорный уровень гидроузла НПУ = 380,0 м.
- 7) Требования участников ВХК и потери воды определены из условий географического положения реки, ее климатической зоны, свойств основания почв и расположение водозаборных установок в НБ. Данные требования приняты в качестве исходные и представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м ³ /с	Расходы в метрах кубических в секунду											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	0	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	0
Испарение	0	0	1	2	3	4	3	2	1	0	0	0
Льдообразование	-3	-2	1	0	1	1	1	0	0	0	-1	2

2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

2.2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Целесообразно разделение года на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы не менее среднегодовых расходов. Остальные месяцы составят маловодный период. Согласно приложению А, таблице А.1 к периоду половодья принимаются с IV по IX; к периоду межени I – III, X – XII.

В ранжированном порядке по средним расходам половодья и межени для каждого года определяется обеспеченность водного интервала каждого года, расчет представлен в приложении Б, таблице Б.1. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года рассматриваются равными 90% и 50% соответственно.

2.2.1.1 Выбор расчетного средневодного года

Для расчётной обеспеченности $P = 50\%$ рассматривается 1965 год.
Коэффициент приведения по половодью:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1965}^{\Pi}}{Q_{1965}^{\Pi}} = \frac{537}{537} = 1,0 \quad (2.1)$$

Коэффициент приведения по межени:

$$K_{M} = \frac{Q_{1994}^M}{Q_{1965}^M} = \frac{234}{234} = 1,0 \quad (2.2)$$

После выбора расчётного гидрографа, уточняется годовой сток, при помощи коэффициентов приведения (табл. 2.2).

Таблица 2.2 – Расчётный средневодный год без приведения и с приведением
Расходы в метрах кубических в секунду

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср	
1965	Qi50%	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159	385
	Qипр50%	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159	385

После приведения расходов к базовому 1965 г значение среднегодового расхода не изменилось. Следовательно, данный год с учетом коэффициентов приведения принимается за средневодный год с обеспеченностью 50%.

2.2.1.2 Выбор расчетного маловодного года

В качестве маловодного года с обеспеченностью $P = 90\%$ рассматривается 1954 год.

Коэффициент приведения по половодью:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1954}^{\Pi}}{Q_{1954}^{\Pi}} = \frac{523}{523} = 1,0. \quad (2.3)$$

Коэффициент приведения по межени:

$$K_{M} = \frac{Q_{1954}^M}{Q_{1954}^M} = \frac{221}{221} = 1,0. \quad (2.4)$$

После приведения расходов к базовому 1954 г значение малоогодового расхода не изменилось. Следовательно, данный год с учетом коэффициентов приведения принимается за маловодный год с обеспеченностью 90%. (табл.2.3).

Таблица 2.3 – Расчётный маловодный год (P=90%) без приведения

Расходы в метрах кубических в секунду

Месяцы		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
1954	Q _{i90%}	143	227	367	514	640	607	532	466	379	243	201	146	372
	Q _{iпр90%}	143	227	367	514	640	607	532	466	379	243	201	146	372

Сравнение средневодного и маловодного годов показывает, что корректировка не требуется (табл. 2.4).

Таблица 2.4 – Корректировка внутри сезонных расходов

Расходы в метрах кубических в секунду

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
Q _{iпр50%}	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159	385
Q _{iпр90%}	143	227	367	514	640	607	532	466	379	243	201	146	372

По полученным расходам строится гидрограф (рис.2.1).

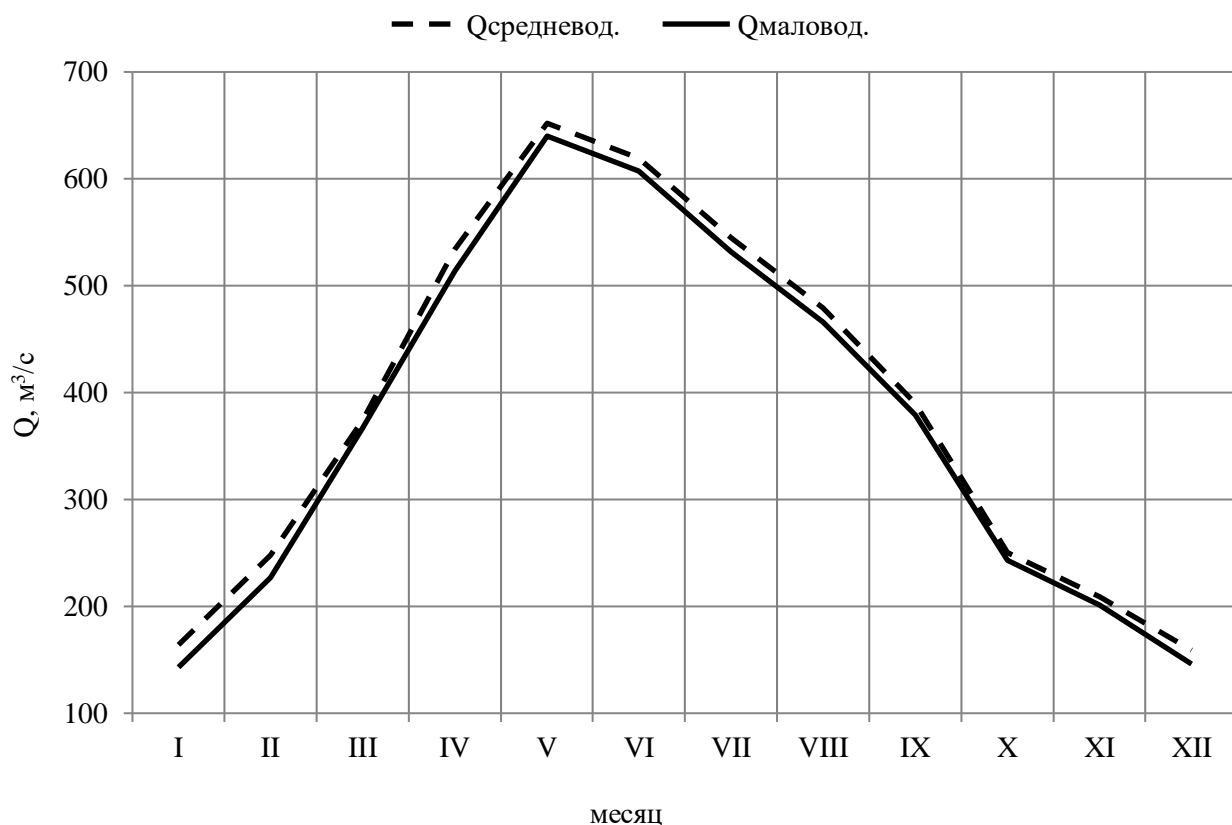


Рисунок 2.1 – Гидрографы средневодного и маловодного годов

2.2.2 Перераспределение стока с полноводного периода на зимний период

Задача данного этапа: для условий маловодного года в первом приближении перераспределить сток с половодного периода на зимний период, дефицитный как по воде, так и по электроэнергии. Для этого необходимо узнать полезный объем водохранилища и определить, какой тип регулирования будет осуществляться на станции.

Уровень мертвого объема предварительно определяем по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{УМО}} &= \text{НПУ} - \frac{(\text{НПУ} - \nabla_{\text{ДНА}})}{3} = \\ &= 380,0 - \frac{(380,0 - 320,0)}{3} = 360,0 \text{ м}, \end{aligned} \quad (2.5)$$

где $\nabla_{\text{ДНА}}$ – отметка, при которой $V = 0 \text{ км}^3$.

Полезный объем водохранилища:

$$V = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 8,40 - 1,47 = 6,93 \text{ км}^3. \quad (2.6)$$

Коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полез}}}{W_0} = \frac{6,93}{12,16} = 0,57, \quad (2.7)$$

где W_0 – среднееголетний сток по формуле (1.1).

На основании расчета коэффициента зарегулированности стока можно сделать вывод, что водохранилище имеет годовое регулирование.

2.2.3 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом и без учета требований водохозяйственной системы для маловодного года

Производится расчет работы ГЭС на бытовом стоке [5] при заданных начальных параметрах (п.1.1.2 и п.2.1). Результаты расчетов для маловодного года представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет маловодного года

Режим 1. По водотоку													
Показатель	ед. изм.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт 90%	м ³ /с	143	227	367	514	640	607	532	466	379	243	201	146
Фильтрация Q _ф	м ³ /с	0	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	0
Испарение Q _и	м ³ /с	0	0	1	2	3	4	3	2	1	0	0	0
Льдообразование	м ³ /с	-3	-2	1	0	1	1	1	0	0	0	-1	2
Qгэс	м ³ /с	140	224	366	511	636	602	528	462	377	242	199	148
Zвб	м	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Zнб(Qнб)	м	321,75	322,55	323,28	323,84	324,18	324,08	323,89	323,66	323,33	322,65	322,34	321,83
Нгэс,быт	м	58	57	56	56	55	55	56	56	56	57	57	58
Нгэс(быт)	МВт	72	113	183	253	313	296	261	229	188	122	101	76

Окончание таблицы 2.5

Режим 2. По ВХК													
Показатель	ед. изм.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{ВХК}	м ³ /с	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Z _{нб} (Q _{ВХК})	м	321,10	321,10	321,10	321,10	321,10	321,10	321,10	321,10	321,10	321,10	321,10	321,10
H(ВХК)	м	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
N(ВХК)	МВт	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
N _{ГЭС} - N _{ВХК}	МВт	28	69	139	209	268	252	217	185	144	78	57	32

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку обеспеченностью 90% и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения баланса энергии

месяц	P _{ср} , МВт	Мощности в мегаваттах					
		N _{ГАР СУЩ ГЭС} , МВт	N _{быт} , МВт	N _{ВХК} , МВт	N _{зарег} , МВт	N _{ТЭС} , МВт	N _{гарпр ГЭС} , МВт
I	4834	3000	72	44	541	1249	585
II	4591	3000	113	44	298	1249	342
III	4243	3000	183	44	0	1199	44
IV	3866	3000	253	44	0	822	44
V	3539	3000	313	44	0	495	44
VI	3327	3000	296	44	0	283	44
VII	3327	3000	261	44	0	283	44
VIII	3539	3000	229	44	0	495	44
IX	3866	3000	188	44	0	822	44
X	4243	3000	122	44	0	1199	44
XI	4591	3000	101	44	298	1249	342
XII	4834	3000	76	44	541	1249	585
ΣN _{быт} , N _{ВХК} =			2207	528			
ΣN _{быт} -ΣN _{ВХК} =Δ=			1679				

Сравниваются два режима, определяя излишки бытовой мощности в половодный период, которые будут переноситься на зиму:

$$N_{\text{изл.}} = \sum N_{\text{быт.}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 1679 \text{ МВт.} \quad (2.8)$$

Излишки распределяются на зиму таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально возможно сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных нагрузок. Производится первый приближенный расчет гарантированной энергоотдачи, для чего проводится горизонтальная прямая гарантированной мощности (рис. 2.2).

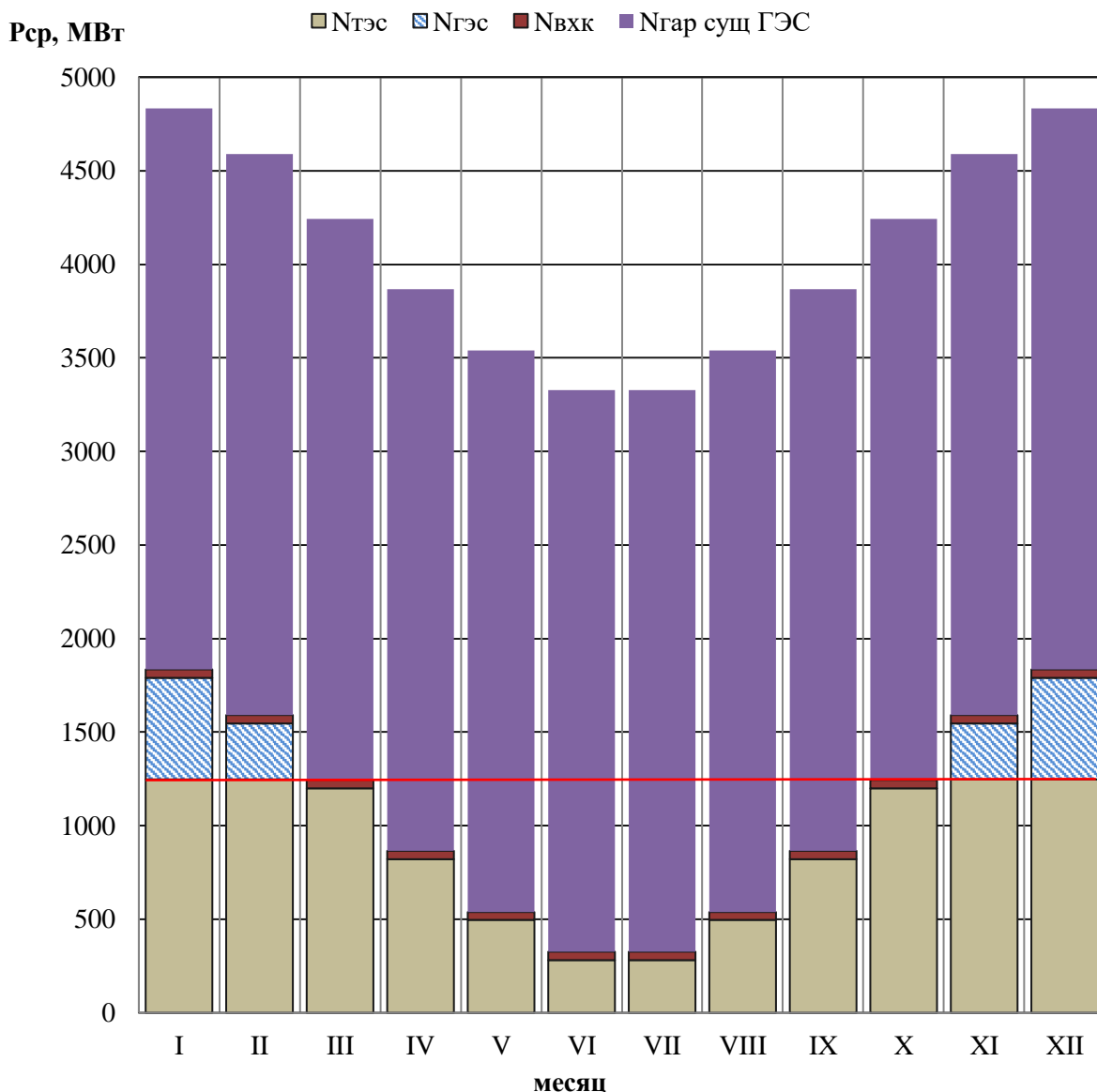


Рисунок 2.2 – Баланс энергии проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

2.2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Основной задачей водно-энергетического расчета является определение гарантированных мощностей; УМО, построение графика сработки-наполнения водохранилища. В таблице Б.3 производится расчёт сработки-наполнения водохранилища, изменением мощности в месяцы, попавшие под регулирование, до полного цикла сработки-наполнения.

В первом приближении не удастся выдать гарантированные мощности, в виду резкого уменьшения напора ГЭС и недостатка объема. Следовательно, производится корректировка гарантированной мощности, т.е. понижение мощности до максимально возможной при ВЭР. Результаты расчета представлены в таблице Б.4.

Гарантированная мощность устанавливается $N_{\text{гар}} = 496$ МВт. По результатам сработки-наполнения, приведенным в таблице Б.4 строится график изменения отметки ВБ во времени в течение маловодного года с обеспеченностью 90% (плакат «Водно-энергетические характеристики»).

Результатом сработки-наполнения маловодного года являются:

- гарантированная мощность декабря $N_{\text{гар}} = 496$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 361,4 м.

2.2.5 Определение рабочей, установленной мощности проектируемой ГЭС

Так как схема использования реки – одиночная ГЭС, значит треугольник мощностей проектируемой ГЭС необходимо вписать в ИКН таким образом, чтобы обеспечить в каждый час суток попуск расхода ВХК в НБ.

Определим катет выработки проектируемой ГЭС:

$$Э_{\text{гар.зим}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{пр.ГЭС}} \cdot 24 = 496 \cdot 24 = 11904 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.9)$$

Рабочую мощность проектируемой ГЭС будем определять по построению с учетом выполнения условия попуска ВХК в НБ, зоны работы существующих ГЭС, а также с учетом критерия выбора установленной мощности. А именно: полученная установленная мощность проектируемой ГЭС с учетом резервов не должна превышать гарантированную мощность более чем в два раза ввиду экономической целесообразности.

Так базовая часть рабочей мощности проектируемой ГЭС, которая обеспечит непрерывный попуск в НБ расхода ВХК:

$$N_{\text{баз.гар.ХII}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХКХII}} \cdot H_{\text{ГЭСХII}}^{\text{подв}} = 8,9 \cdot 85 \cdot 57,7 = 44 \text{ МВт}. \quad (2.10)$$

Оставшуюся часть рабочей мощности разместим в полупиковой части суточного графика нагрузки.

Вписываем треугольник мощностей проектируемой ГЭС в интегральные кривые нагрузки для зимнего периода и получаем вытесняющую рабочая мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{раб}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{баз.раб}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{полупик.раб}} = 570 \text{ МВт}. \quad (2.11)$$

Аналогичные расчеты осуществляем для летних суток (июня).

Примем, что режим работы проектируемой ГЭС в июне будет полностью находится в базовой части графика нагрузки. Определим катет выработки проектируемой ГЭС для летнего периода:

$$Э_{\text{гар.лет}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{гар.лI}} \cdot 24 = 42 \cdot 24 = 1008 \text{ МВт}. \quad (2.12)$$

Вписываем треугольник мощностей проектируемой ГЭС в интегральные кривые нагрузки для летнего периода.

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен $1,4\% P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$, аварийный резерв составляет 7% от $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$. Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС и проектируемой ГЭС, аварийный резерв целесообразно размещать на ТЭС. Таким образом:

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{рез}} = 570 + 0 = 570 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

Размещение проектируемой ГЭС на интегральной кривой нагрузки производится в соответствии с приложением А, таблицей А.2, А.4 и приводится на рисунке 2.3 и рисунке 2.4.

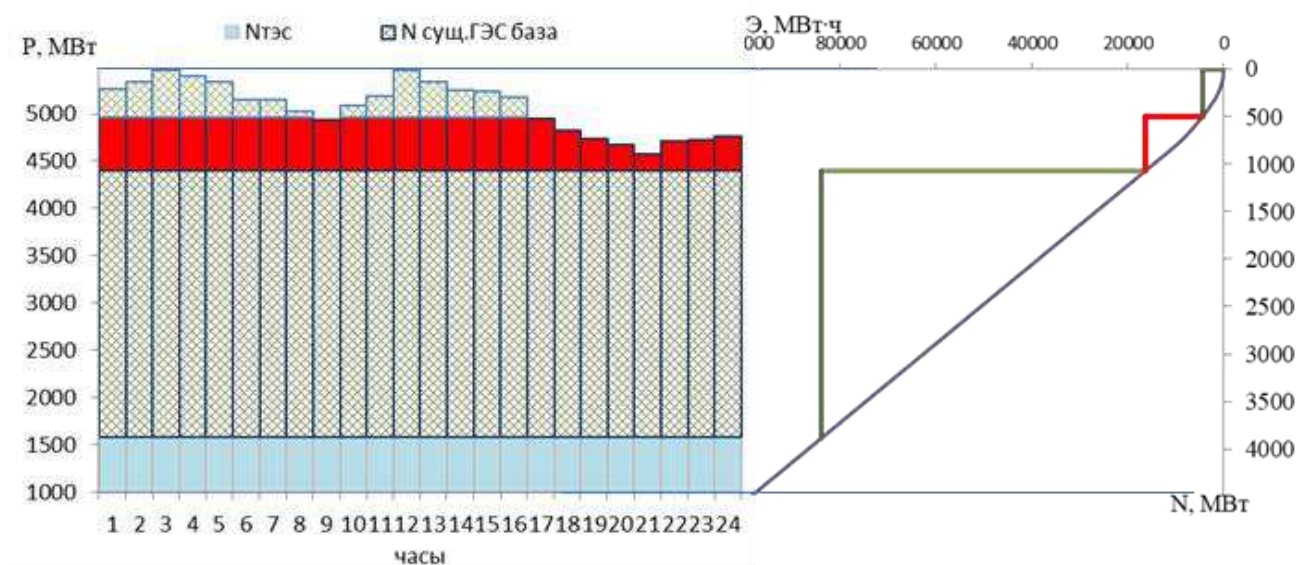


Рисунок 2.3 – Область работы существующих и проектируемой ГЭС на суточном графике потребления (зимний период)

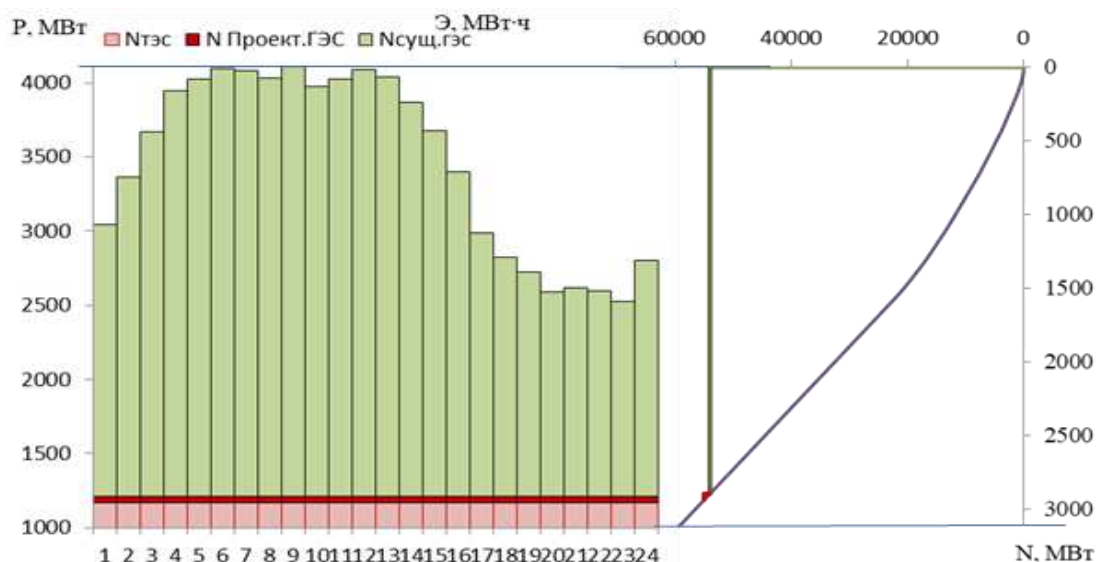


Рисунок 2.4 – Область работы существующих и проектируемой ГЭС на суточном графике потребления (летний период)

2.2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Цель расчета сработки-наполнения по условиям средневодного года – определение среднемноголетней выработки. Поскольку сработать водохранилище можно разными способами, то проводится не менее двух расчетов.

Первый вариант: по графику сработки маловодного года с увеличением выдаваемой мощности за счет увеличения притоков в средневодном году относительно маловодного. Второй вариант: в начале сработки выдача мощности маловодного года, а далее работа при более высоких напорах, чем в маловодном году теми мощностями, которые позволяют использовать всю емкость водохранилища.

Результаты расчета в средневодном году сведены в таблицы Б.5. Из таблицы Б.5 находим сумму среднемноголетней выработки. Среднемноголетняя выработка $\sum \mathcal{E} = 1,54$ млрд. кВт·ч. (табл. Б.5). По данным таблицы сработки-наполнения водохранилища строим график изменения уровня ВБ в течение года (плакат «Водно-энергетические характеристики»).

2.2.7 Построение режимного поля

Определение ограничения работы турбин по [5] при $k_N = 8,9$; $Q_{\min} = Q_{\text{вхк}} = 85$ км³/с. Расчет режимного поля производится в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет режимного поля

Q _{НБ} , м ³ /с	Z _{НБ} , м	Δh, м	Z _{НПУ} , м	Z _{УМО} , м	Z _{ВБ1} , м	Напорные хар-ки			Огр. по мощности		Огр. по пропуск. способности	
						H _{НПУ} , м	H _{УМО} , м	H _{ЗВБ1} , м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с	H, м
0	320	0,6	380,0	361,4	371,6	59,4	40,8	51,0	1100	58,2	1400	47,7
115	321,5	0,6	380,0	361,4	371,6	57,9	39,3	49,5	1250	51,2	1350	44,3
215	322,5	0,6	380,0	361,4	371,6	56,9	38,3	48,5	1300	49,3	1300	41,1
345	323,2	0,6	380,0	361,4	371,6	56,2	37,6	47,8	1350	47,4	1250	38,0
496	323,8	0,6	380,0	361,4	371,6	55,6	37,0	47,2	1400	45,7	1200	35,0
645	324,2	0,6	380,0	361,4	371,6	55,2	36,6	46,8	1450	44,2	1150	32,2
712	324,3	0,6	380,0	361,4	371,6	55,1	36,5	46,7	1500	42,7	1100	29,4
785	324,4	0,6	380,0	361,4	371,6	55,0	36,4	46,6	1550	41,3	1050	26,8
2000	324,9	0,6	380,0	361,4	371,6	54,5	35,9	46,1	1600	40,0	1000	24,3

Из построенного режимного поля (рис. 2.5) были определены:

- максимальный напор $H_{\max} = 58,3$ м. При $Q_{\min} = Q_{\text{ВХК}} = 85$ км³/с;
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 46,3$ м;
- минимальный напор $H_{\min} = 36,2$ м.

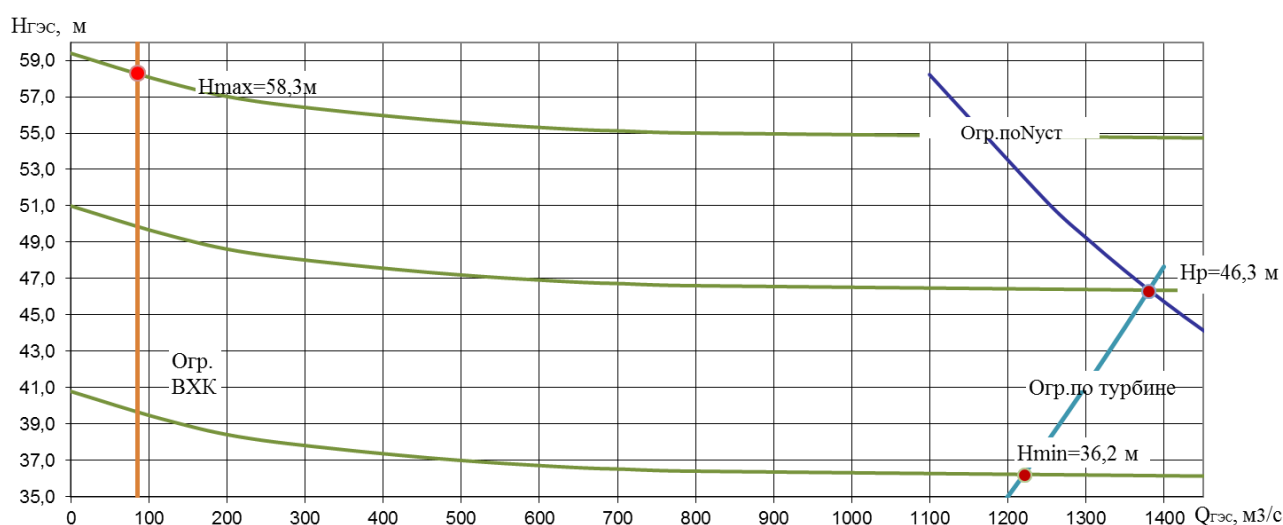


Рисунок 2.5 – Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

2.4 Баланс мощности и энергии

2.4.1 Баланс энергии Красноярской энергосистемы

Зная среднемесячные мощности Тасеевской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строим баланс энергий Красноярского РДУ (плакат «Водно-энергетические характеристики»).

2.4.2 Расчет резервов и баланса мощностей

Величина резервов, требующихся в конкретной энергосистеме: нагрузочный резерв системы равен $1,4\% P_t^{max}$, аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max}

На гидростанциях целесообразно размещать нагрузочный резерв, поскольку он не требует дополнительно энергоносителя. Аварийный будет размещен на ТЭС.

Так как суммарная рабочая мощность существующих и проектируемой ГЭС соизмерима с максимальной нагрузкой энергосистемы, весь нагрузочный резерв системы можно разместить на ГЭС, поделив его между ними пропорционально максимальным рабочим мощностям станций.

Определяются нагрузочные резервы существующих тепловых и гидроэлектростанций:

$$N_{рез}^{нагр} = 0,014 \cdot N_{раб}, \quad (2.14)$$

где $N_{раб}$ – рабочие мощности существующих, проектируемых станций и существующих ГЭС.

Аналогичным образом определяем аварийные резервы:

$$N_{рез}^{ав} = 0,07 \cdot N_{раб}^{ТЭС}, \quad (2.15)$$

где $N_{раб}^{ТЭС}$ – рабочие мощности ТЭС.

Полученные данные сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

месяц	Система			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС		
	Р _{стmax}	Н н.р.	Н а.р.	Н _{раб}	Н н.р.	Н рем.	Н _{раб}	Н н.р.	Н рем.	Н _{раб}	Н а.р.	Н рем.
I	5449	76	381	3315	76		570	0		1564	381	
II	5273	74	369	3315	74		570	0		1388	369	
III	4967	70	348	3315	70		32	0		1620	348	
IV	4615	65	323	3315	65	338	37	0	36	1262	323	
V	4309	60	302	2896	60		41	0		1373	302	285
VI	4133	58	289	2896	58		42	0		1195	289	485
VII	4133	58	289	2896	58		43	0		1195	289	485
VIII	4309	60	302	2896	60		43	0		1371	302	285
IX	4615	65	323	2896	65	338	181	0	36	1538	323	
X	4967	70	348	2896	70		122	0		1949	348	
XI	5273	74	369	3315	74		570	0		1388	369	
XII	5449	76	381	3315	76		570	0		1564	381	
	N уст., МВт			5414			570			1945		

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $1,4\% P_t^{max}$ аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС. Аварийный будет размещен как на ГЭС, так и на ТЭС.

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 года.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{ мес} = 677 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.16)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{ мес} = 71 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.17)$$

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

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$\begin{aligned} F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} &= \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{1945}{4} + \frac{1945}{2} \right) = \\ &= 1459 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \end{aligned} \quad (2.18)$$

Расчёты представлены в таблице 2.8, баланс мощности энергосистемы – на плакате «Водно-энергетические характеристики».

3 Выбор основного энергетического оборудования

3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Для исходного диапазона напора по справочным материалам [7] определяем все возможные системы и типы гидротурбин, с учетом следующих условий:

1) значение предельного напора должно быть не меньше максимального расчетного;

2) отношение $H_{min}/H_{пред} = 36,2/60 = 0,603$ для $H_{пред} = 60$ м, $H_{min}/H_{пред} = 36,2/75 = 0,48$ для $H_{пред} = 75$ м должно быть не меньше справочных данных;

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствуют ПЛ60-В, РО75-В, ПЛД60-В60°, со следующими параметрами, представленными в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ60-В	Турбина РО75-В	Турбина ПЛД60-В60°
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	60	75	60
Диапазон регулирования	H_{min} / H_{max}	0,5	0,6	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, мин^{-1}$	106	70	111
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, л/с$	860	1010	1130
Оптимальный КПД модели	η_{m0}	0,902	0,918	0,906
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1400	1150-1220	1200-1400
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	0,55	0,12-0,128	0,30-0,50
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1м}, м$	0,460	0,460	0,46
Напор модельной турбины	$H_m, м$	4	4	12
Температура воды	t_m, C°	20	7	20

После определения типа гидротурбины, производится пересчет характеристик от модельных параметров к натурным. Для этого определяются значения приведенного расхода и КПД в расчетной точке P_1 , располагающейся на пересечении горизонтальной линии, проходящей через точку оптимума, и линии 5%-го запаса мощности.

Расчет параметров гидротурбины производится для ряда стандартных диаметров рабочего колеса D_1 по следующим формулам. Результаты расчета представлены в табл. 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет параметров гидротурбины

D1	8	7,5	7,1	6,7	6,3
η_T	0,893	0,931	0,31	0,930	0,930
N_a^* , кВт	279730	245710	220090	195890	173090
Z_a^*	2,04	2,32	2,59	2,91	3,29
Z_a	3	3	3	4	4
Na	190000	190000	190000	142500	142500
Δp	1,043	1,043	1,042	1,042	1,041
нс1' об.мин	96,4	102,8	108,6	115,0	122,3
нс1 об.мин	100	107,1	115,4	115,4	115,4
n'_{\min}^{-1}	130,2	130,7	133,4	125,9	118,4
$n'_{\text{расч}}^{-1}$	115,1	115,6	118,0	111,3	104,7
n'_{\max}^{-1}	102,6	103,0	105,1	99,2	93,3
$Q'' \cdot \eta$ при Hрасч	1,057	1,202	1,342	1,170	1,281
$Q'' \cdot \eta$ при Hmax	0,753	0,852	0,949	0,803	0,906
q Hmin	0,661	0,752	0,840	0,943	0,907
q Hmax	0,521	0,593	0,662	0,743	0,715

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{m \text{ opt}}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right), \quad (3.1)$$

где $\eta_{m \text{ opt}}$ – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (табл. 3.1);

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

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины (табл. 3.1);

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным [7, с.147];

H_M – напор на модельной гидротурбине (табл. 3.1);

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины [7, с.147], $\nu_H = 1,3$ при температуре воды $t = 10^\circ\text{C}$;

ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (табл. 3.1).

Мощность одного агрегата в расчётной точке:

$$N_a^* = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г \text{ ср}}, \quad (3.2)$$

где $\eta_{Г \text{ ср}}$ – средний КПД генератора, $\eta_{Г \text{ ср}} = 0,97$.

Число агрегатов, устанавливаемых на ГЭС находится по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{\text{уст}}}{N_a^*}, \quad (3.3)$$

где N_a^* – мощность агрегата из выражения (3.2); $N_{уст}$ – расчетная установленная мощность ГЭС, $N_{уст} = 570$ МВт.

Полученное число агрегатов в большинстве случаев является не целым числом. Поэтому для определения точного числа машин производится округление в большую сторону до числа агрегатов (Z_a) кратного 2 или 3 для симметричности главной схемы сети. После чего уточняется мощность ГА:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.4)$$

Поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре:

$$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.5)$$

Синхронная частота вращения с учетом поправки:

$$n'_c = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (табл. 3.1); H_p – расчетный напор.

По полученной частоте вращения принимается ближайшее большее стандартное значение n_c .

Для определения зоны работы на главной универсальной характеристике и выбора наилучшего варианта производится расчет приведенных частот вращения для известных значений напоров H_{max} , H_p и H_{min} по формулам:

$$n'_{min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}}, \quad (3.7)$$

$$n'_p = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения.

На универсальные характеристики наносятся линии n'_{min} , n'_p и n'_{max} . Для определения положения расчетной точки и точки ограничения по

генератору производится подбор значений η_T и Q'_I , таких что бы выполнялись равенства:

– для приведенной расчетной частоты вращения:

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

– для приведенной минимальной частоты вращения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}. \quad (3.11)$$

Определение координат данных точек позволяет произвести построение линии ограничения по генератору. Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата $a_{op1} = 33\text{мм}$. Ограничение турбины по минимальному расходу является левой границей зоны работы турбины. Для ее построения определяется приведенный расход при H_{max} и H_{min} и наносится соответственно на n'_{min} и n'_{max} :

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta p}}, \quad (3.12)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

После анализа полученных расчетов, а также после построения зон работы турбины на универсальной характеристике к дальнейшему рассмотрению принимаются турбины, отвечающие следующим условиям:

- 1) зона работы гидротурбины не должна выходить за области главной универсальной характеристики (в том числе не выходить за границу 5%-го запаса мощности для РО турбин);
- 2) гидротурбина должна обладать наибольшим КПД;
- 3) рассматриваемый вариант должен обладать наименьшим количеством ГА при максимальной мощности.

Из всех рассмотренных вариантов данным условиям удовлетворяет турбина ПЛД60-В60°-670 с зоной работы представленной в приложении В, рисунок В.1. Данный вариант и принимается для дальнейших расчетов.

3.1.1 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S^{don}, \quad (3.13)$$

где $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{НБ}$, соответствующая

расчетному значению высоты отсасывания;

H_S – высота отсасывания турбины.

Для обеспечения бескавитационной работы турбины необходимо выполнение условия: при всех возможных режимах эксплуатации турбины ее фактическая высота отсасывания не должна превышать допустимую:

$$H_S^{\phi} \leq H_S^{\text{дон}}, \quad (3.14)$$

где H_S^{ϕ} – фактическая высота отсасывания турбины; $H_S^{\text{дон}}$ – допустимая высота отсасывания турбины.

То есть для соблюдения условия (3.14) необходимо определить такое значение $H_S^{\text{дон}}$, которое обеспечит бескавитационную работу турбины даже в самых тяжелых условиях. С этой целью рассматриваются три случая, требующие наибольшего заглубления РК:

1) Работа минимального количества агрегатов с расчётной мощностью при НПУ;

2) Работа минимального количества агрегатов с расчётной мощностью при расчётном напоре;

3) Работа минимального количества агрегатов при минимальном напоре и соответствующей ему мощности.

Допустимая высота отсасывания находится по формуле:

$$H_S^{\text{дон}} = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - 1,5 \cdot \sigma \cdot H + Z_{\text{х.пл.}}, \quad (3.15)$$

где $B = 10,33$ м – барометрическое давление; σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий; H – напор на турбине, определяемый уровнем ВБ и $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$; $Z_{\text{х.пл.}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин.

Для РО турбин $Z_{\text{х.пл.}}$ соответствует половине высоты НА $b_0/2$, т.е.:

$$Z_{\text{х.пл.}} = \frac{b_0}{2} = \frac{0,35 \cdot D_1}{2}, \quad (3.16)$$

где b_0 – высота НА (приложение В, рисунок В.2).

Результаты расчета высоты отсасывания представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет высоты отсасывания

Параметры режима	Режим №1	Режим №2	Режим №3
	$H_{\text{max}} = 58,3 \text{ м}$	$H_p = 46,3 \text{ м}$	$H_{\text{min}} = 36,2 \text{ м}$
Q' , л/с	0,9	1,3	1,18
Q , м ³ /с	315	405	325
$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{ВХК}})$, м	322,90	323,30	322,90
σ	0,15	0,34	0,275
H_s , м	2,17	-4,83	0,96

Параметры режима	Режим №1	Режим №2	Режим №3
	$H_{max} = 58,3 \text{ м}$	$H_p = 46,3 \text{ м}$	$H_{min} = 36,2 \text{ м}$
∇PK	325,07	318,47	323,86

В результате сравнения полученных отметок РК принимаем максимальное заглубление рабочего колеса, имеющего отметку $\nabla PK = 318,47 \text{ м}$, при соответствующей высоте отсасывания $H_S^{don} = -4,83 \text{ м}$. Полученная отметка РК не противоречит экономической целесообразности заглубления.

3.1.2 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Задаваясь максимальным напором $H_{max} = 58,3 \text{ м}$, к проектировке выбирается металлическая спиральная камера круглого сечения с углом охвата $\varphi = 225^\circ$ (приложение В, рисунок В.2). При расчете спиральной камеры должны учитываться три главных условия:

- 1) Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.
- 2) Обеспечение одинаковой закрутки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.
- 3) Подбор таких размеров радиальных сечений спиральной камеры, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

Принимая стандартные размеры статора в зависимости от нормализованных гидротурбин согласно [8], принимаем:

Внутренний диаметр статора $D_b = 9,2 \text{ м}$;

Наружный диаметр статора $D_a = 10,55 \text{ м}$;

Диаметр сопряжения СК и статора турбины $D_4 = 11,75 \text{ м}$.

Высота точки сопряжения СК и статора от верховой грани НА $h_l = 0,35 \text{ м}$;

Скорость во входном сечении СК [8] $v_{ex} = 6,2 \text{ м/с}$

Расчет производится в соответствии с методикой, приведенной в [8]. Результаты расчета входного и неэллиптических сечений см. в табл. 3.4.

Таблица 3.4 – Расчёт круглых сечений спиральной камеры

величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	11,69	11,05	10,40	9,76	9,11	8,47	7,82	7,18	6,53	5,89	5,24	4,60
b_i	3,20	3,12	3,03	2,95	2,87	2,78	2,70	2,61	2,53	2,45	2,36	2,28
r_k	5,50	5,48	5,45	5,43	5,41	5,39	5,36	5,34	5,32	5,30	5,27	5,25
$\frac{r_k}{r_a}$	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00
$\ln \frac{r_k}{r_a}$	0,042	0,038	0,033	0,029	0,025	0,021	0,017	0,013	0,008	0,004	0,000	-0,004
$\frac{r_i}{r_a}$	2,22	2,09	1,97	1,85	1,73	1,61	1,48	1,36	1,24	1,12	0,99	0,87
$\ln \frac{r_i}{r_a}$	0,80	0,74	0,68	0,61	0,55	0,47	0,39	0,31	0,21	0,11	-0,01	-0,14
$\text{bln} \frac{r_i}{r_a}$	2,55	2,30	2,06	1,81	1,57	1,32	1,06	0,81	0,54	0,27	-0,01	-0,31
$r_k \text{ctgy}$	20,52	20,44	20,36	20,27	20,19	20,10	20,02	19,94	19,85	19,77	19,68	19,60

Окончание таблицы 3.4.

величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
$r_k \cdot ctgy$ $\cdot \ln \frac{r_k}{r_a}$	0,85	0,77	0,68	0,59	0,51	0,42	0,34	0,25	0,16	0,08	0,00	-0,09
m_i	0,84	0,75	0,67	0,58	0,50	0,42	0,33	0,25	0,16	0,08	0,00	-0,09
J_i	2,85	2,61	2,37	2,13	1,88	1,64	1,38	1,13	0,86	0,59	0,31	0,01
φ_i	225,00	204,55	184,09	163,64	143,18	122,73	102,27	81,82	61,36	40,91	20,45	0,00

По зависимости $R = f(\varphi)$ строится график (рис. 3.1), при помощи которого определяются радиусы для эллиптических сечений (табл. 3.5). По рассчитанным значениям выполнен план спиральной камеры (приложение В, рисунок В.3).

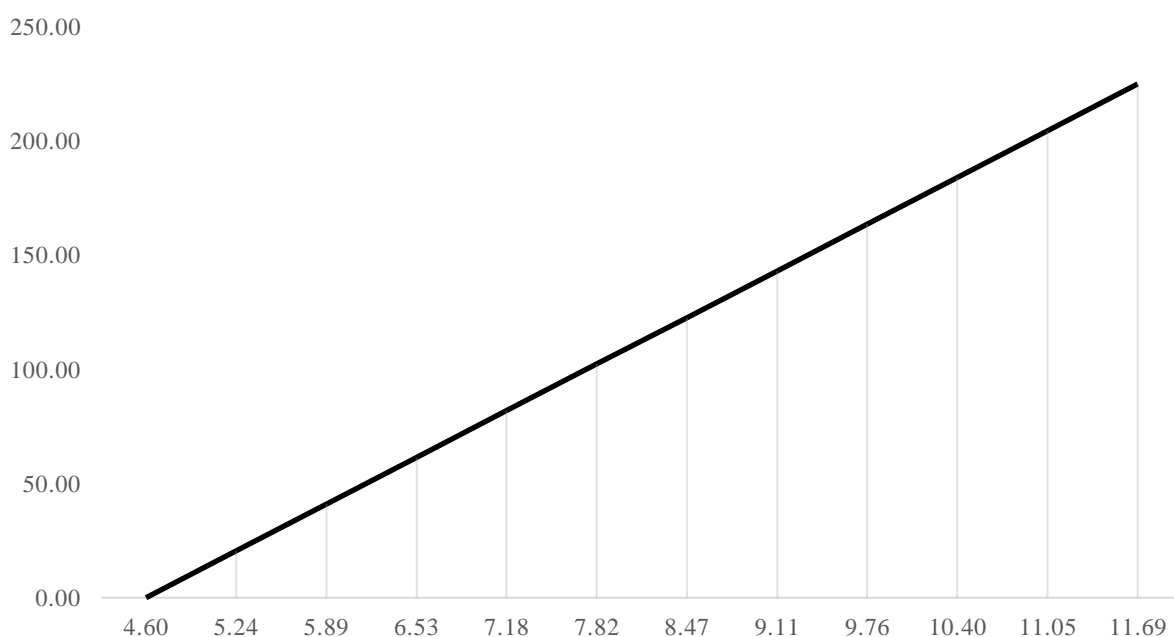


Рисунок 3.1 – Изменение наружного радиуса СК

Таблица 3.5 – Данные для построения спиральной камеры

φ	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
r, M	4,60	5,22	5,66	6,11	6,55	6,99	7,44	7,88	8,32	8,77	9,21	9,65	10,09	10,54	10,98	11,69

3.2 Выбор электротехнического оборудования

3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для определения типа гидрогенератора рассчитываются некоторые параметры.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{142,5}{0,85} = 165,7 \text{ МВА} , \quad (3.17)$$

где $\cos\varphi$ принимаем 0,85 в соответствии с таблицей 3.7.

Число полюсов:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{115,4} = 26 \quad (3.18)$$

По каталогу ОАО «Силовые машины» выбирается гидрогенератор СВ-855/235-52. Параметры данного генератора представлены в табл. 3.6.

Таблица 3.6 – Параметры генератора

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Тип гидрогенератора	СВ-855/235-52		
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	176,5
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	150
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВа	13,8
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	7,35
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	115,4
Сопrotивление обмотки статора	x_d	о.е.	1,01
Переходное сопротивление	x_d'	о.е.	0,330
Сверхпереходное сопротивление	x_d''	о.е.	0,240
Система возбуждения	терристорная		
Исполнение	подвесное		
Масса статора	m_p	т	300
Масса общая	$m_{общ}$	т	1100
Диаметр статора	$D_{ст}$	мм	9800

3.2.2 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорная установка предназначена для питания маслом под давлением гидравлической системы регулирования гидротурбины [9]. Выбор МНУ можно осуществить по номограмме [9]. Для максимального напора и при диаметре турбины принимается МНУ 16/1-40-20-3.

3.2.3 Выбор электрогидравлического регулятора

Ввиду небольшой мощности гидротурбины отсутствует необходимость создания больших усилий на лопатки НА, следовательно, диаметр золотника принимается равным 150 мм, диаметр маслопроводов, идущих от золотника к сервомотору, так же принимается равным данному значению. В качестве регулятора принимаем ЭГРК-150[9].

3.3 Определение геометрических параметров агрегатного блока и машинного зала

Для построения разреза стационарной части ГЭС по оси гидроагрегата необходимо определить геометрические параметры агрегатного блока, а также проверить вал на прочность.

3.3.1 Определение отметки водозаборного отверстия

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 347}{3,14 \cdot 6,7^2} = 9,8 \text{ м/с} \quad (3.19)$$

где $Q = 347 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью;

$D = 6,7 \text{ м}$ – диаметр водовода.

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{кр} = 0,5 \cdot D \cdot \left(\frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 6,7 \cdot \left(\frac{9,8}{\sqrt{9,81 \cdot 6,7}} \right)^{0,55} = 3,7 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Тогда верхняя кромка водозабора будет располагаться на отметке:

$$\nabla_{\text{водозабора}} = \text{УМО} - H_{кр} = 361,4 - 3,7 = 357,7 \text{ м.} \quad (3.21)$$

где УМО – уровень мертвого объема водохранилища.

3.3.2 Расчет вала на прочность

Расчет вала на прочность производится с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий. Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.22)$$

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

Принимаем $\tau_{доп} = 30 \text{ МПа}$, а крутящий момент $M_{кр}$ определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 142500}{115,4} = 12,03 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (3.23)$$

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 12,03}{30} \right)^{0.33} = 1,27 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Окончательно диаметр вала принимается равным 1,3 метра.

3.3.3 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям стандарта организации «РусГидро» (01.01.87-2012), исходя из диаметра шахты гидроагрегата, который до построения чертежа ориентировочно принимается равным внутреннему диаметру кромок статора турбины $D_{ш} = 8,4 \text{ м}$, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширина машзала принимается равной 35 метрам.

Ширина монтажной площадки принимается равной 30 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.

Определение ширины блока гидроагрегата. Для приплотинных заданий ГЭС длина блока:

$$B_{бл} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 6,7 \approx 27 \text{ м} \quad (3.25)$$

Тогда длина машинного зала:

$$L_{мз} = B_{бл} \cdot n_{агр} + B_{м.п.} = 27 \cdot 4 + 30 = 138 \text{ м} \quad (3.26)$$

Высота и пролёт машинного зала назначаются минимально возможными из условия проноса наиболее крупного монтажного узла, $H_{мз} = 24,2 \text{ метров}$.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

- надежность и безотказность в работе;
- маневренность схемы;
- простота и наглядность;
- экономичность.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- одиночный блок;
- укрупненный блок;
- объединенный блок.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчета.

Для рассмотрения принимаются две схемы «1Т – 1Г» и «1Т – 2Г», представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

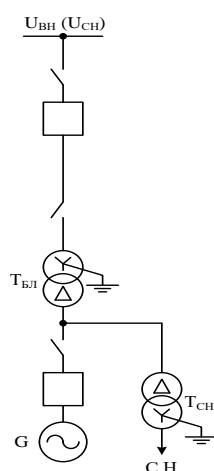


Рисунок 4.1 - Структурная схема простого блока

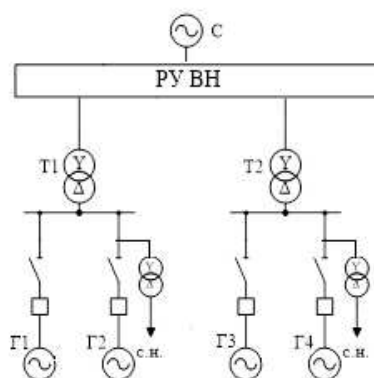


Рисунок 4.2 - Структурная схема укрупненного блока

4.2 Выбор типа блоков ГЭС

4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками

Полная номинальная мощность генератора:

$$S_{Г\text{ ном}} = \frac{P_{Г\text{ ном}}}{0,85} = \frac{150}{0,85} = 176,5 \text{ МВ} \cdot \text{А} . \quad (4.1)$$

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = S_{Г\text{ ном}} - S_{\text{с.н.}} = 176,5 - 1,765 = 175 \text{ МВ} \cdot \text{А} , \quad (4.2)$$

где $S_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 25000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Данные трансформатора ТДЦ 250000/500

$S_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
250	525	13,8	13	590	205	0,45

Рассчитаем время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot t_{\text{год}} = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} , \quad (4.3)$$

где T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки;

$t_{\text{год}}$ – число часов в году.

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} . \quad (4.4)$$

где $\mu=1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

$\omega=0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч} .$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,205 \cdot 8729 = 1789 \text{ МВт} \cdot \text{ч} , \quad (4.5)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{Tном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,590}{1} \cdot \left(\frac{175}{250} \right)^2 \cdot 2405 = 693 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.6)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = T_{max} \cdot \gamma_0 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H). \quad (4.7)$$

где γ_0 – стоимость одного МВт · ч электроэнергии.

$$I_{пот} = 1789 \cdot 0,006 + 693 \cdot 0,009 = 16,973 \text{ тыс. руб/год}$$

Для четырех блоков:

$$I_{пот1}^{500} = 4 \cdot 16,973 = 67,890 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.8)$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{расч} = 2 \cdot (S_{Гном} - S_{с.н.}) = 2 \cdot (176,5 - 1,765) = 349 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.9)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 400000/500 [14]. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Данные трансформатора ТДЦ 400000/500

$S_{ном}, \text{МВт}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$I_x, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
400	525	13,8	13	790	315	0,4

Потери электрической энергии:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.10)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}. \quad (4.11)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,315 \cdot 8729 = 2749 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.12)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,79}{1} \cdot \left(\frac{349}{400} \right)^2 \cdot 2405 = 1450 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.13)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = 2749 \cdot 0,006 + 1450 \cdot 0,009 = 29,545 \frac{\text{руб}}{\text{год}}. \quad (4.14)$$

Для двух блоков:

$$I_{\text{пот}2}^{500} = 2 \cdot 29,545 = 59,058 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.15)$$

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от $S_{T_{\text{ном}}}$:

$$S_{\text{с.н.}} = 4 \cdot 0,01 \cdot S_{T_{\text{ном}}} = 4 \cdot 0,01 \cdot 176,5 = 7,06 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.16)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{T_{\text{с.н.}}} \geq S_{\text{с.н.}} \quad (4.17)$$

По каталогу ЗАО «Чебоксарский электрозавод Трансформатор» выбираются три трансформатора ТСЗ-10000/20 [15].

4.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Капитальные затраты рассчитываются по формуле (4.11):

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{ору}}, \quad (4.18)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (60 тыс.руб.);
 $K_{T_{\text{с.н.}}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (8 тыс.руб.);
 $K_{\text{круэ}}$ – стоимость ячейки КРУЭ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;

t – число ячеек КРУЭ (для схем с 2СШ предусматривается $k+2$)

Таким образом, для единичных блоков:

$$K_1^{500} = (4 \cdot 60 + 3 \cdot 8 + 7 \cdot 4) = 292 \text{ млн. руб.} \quad (4.19)$$

Для укрупненного блока:

$$K_2^{500} = (2 \cdot 130 + 3 \cdot 8 + 5 \cdot 4) = 304 \text{ млн. руб.} \quad (4.20)$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + И_i. \quad (4.21)$$

где E_n – нормальный коэффициент [17].

$$Z_1 = 0,15 \cdot 292 + 67,890 = 4\,386\,789 \text{ тыс. руб./год}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 304 + 59,089 = 45\,659\,089 \text{ тыс. руб./год}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% \quad (4.22)$$

$$P = \frac{|43867890 - 45659089|}{43867890} \cdot 100\% = 4,1\%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с единичными блоками.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой.

Согласно СТО РусГидро [19] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и должна обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_r \cdot (S_r - S_{сн}) = 4 \cdot (176,5 - 1,765) = 699,0 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.23)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$S_{\text{пред}} = \frac{P_{\text{пред}}}{\cos\varphi_c} = \frac{900,0}{0,85} = 1059,0 \text{ МВ} \cdot \text{А} . \quad (4.24)$$

Число линий 500 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{перед}} \cdot k} = \frac{699,0}{1,0 \cdot 1059,0} = 0,66 \approx 1. \quad (4.25)$$

Принимается число ВЛ 500 кВ равным $n_{\text{л}} = 1 + 1 = 2$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{699,0}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,40 \text{ кА}. \quad (4.26)$$

Расчётный ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,40 = 0,42 \text{ кА}. \quad (4.27)$$

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

$\alpha_{\text{T}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока в соответствие с ПУЭ [18] выбираем провод АС – 400/51. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 825 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{699,0}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,81 \text{ кА}. \quad (4.28)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.5 Выбор схемы РУ ВН

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований [18]:

- ремонт выключателей 150 кВ и выше производится без отключения присоединений;

- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;

- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;

- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;

– отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;

– при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-500 кВ – 6:

- 2 ВЛ 500 кВ;
- 4 блока.

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", применяем схему с 3 присоединениями на 4 выключателя (4/3). В общем виде схема представлена на рисунке 4.3.

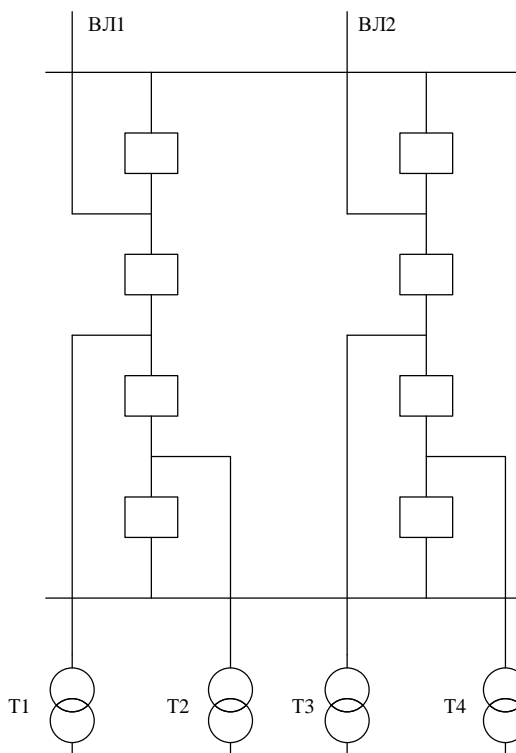


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ-500 кВ

4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»

На рисунках 4.4, 4.5, 4.6 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Г1		16				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Г2		16				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Г3		16				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Г4		16				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	ТР 1		16				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	ТР 2		16				
7	<input type="checkbox"/>			y	7	ТР 3		16				
8	<input type="checkbox"/>			y	8	ТР 4		16				
9	<input type="checkbox"/>			y	9	КРУЭ 500		500				
10	<input type="checkbox"/>			y	10	СИСТЕМА		500				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	1	5		Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	2	6		Г2 - ТР 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	3	7		Г3 - ТР 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	4	8		Г4 - ТР 4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	9	1	ТР 1 - КРУЭ 500	2,60	143,33					0,028
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	9	2	ТР 2 - КРУЭ 500	2,60	143,33					0,028
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9	3	ТР 3 - КРУЭ 500	2,60	143,33					0,028
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9	4	ТР 4 - КРУЭ 500	2,60	143,33					0,028
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	9	10	1	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	5,38	77,40					
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	9	10	2	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	5,38	77,40					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	П	dП
1			1	Г1	1	0,020	0,260	0,020	0,260	0,020	0,260	15,590				0,063	-88,955
2			2	Г2	2	0,020	0,260	0,020	0,260	0,020	0,260	15,590				0,063	-88,955
3			3	Г3	3	0,020	0,260	0,020	0,260	0,020	0,260	15,590				0,063	-88,955
4			4	Г4	4	0,020	0,260	0,020	0,260	0,020	0,260	15,590					
5			4	СИСТЕМА	8	45,500	500,000	45,500	500,000	45,500	500,000	525,000				0,586	-84,801

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

4.7 Расчет токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении в программном комплексе «RastrKZ».

Результаты расчёта сведены в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	$П$	$I_{п.0}$	i_y
1ф	10	13,68	21,28
3ф	10	9,12	14,19
3ф	1	34,56	53,76

4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} \quad (4.29)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{176,5}{\sqrt{3} \cdot 13,85} = 8,16 \text{ кА}; \quad (4.30)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(РУВН)} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = \frac{176,5}{\sqrt{3} \cdot 525} = 0,20 \text{ кА}; \quad (4.31)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 500 кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{699,0}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,40 \text{ кА} \quad (4.32)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{699,0}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,81 \text{ кА}. \quad (4.33)$$

4.9 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость. Расчетное значение сравнивается с параметром, данным в каталоге. В таблице 7-11 представлены приборы для установки в цепях высшего напряжения.

T155 марки АО ВО «Электроаппарат» – вакуумный выключатель с пружинным приводом, компании «Контакт». Расчетные параметры представлены в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Параметры выключателя

Расчётные данные
$U_{сети\ ном} = 500 \text{ кВ}$
$I_{раб\ max} = 200 \text{ А}$
$I_{н0} = 9,12 \text{ кА}$
$i_y = 14,19 \text{ кА}$
$B_{к.расч} = I_{н0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) = 9,12^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 3,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ серии T155 с током включает в себя основное оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителем, трансформаторы тока и напряжения, ОПН. КРУЭ является качественным распределительным

устройством с множеством характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды (табл. 4.5). Параметры приборов, устанавливаемых в цепи. Представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выборц ччейки КРУЭ-500 кВ

Тип КРУЭ	T155
Класс напряжения, кВ	330-500
Номинальное напряжение по МЭК, кВ	420-500
Наибольшее рабочее напряжение	420-500
Номинальная частота, Гц	50
Испытательное напряжение, кВ	
Промышленной частоты	710
Грозового импульса	1425-1550
Коммутационного импульса	950-1250
Номинальный ток, А	4000-6300
Ток динамической стойкости, кА	164
Ток термической стойкости, кА	40-63
Выключатель	
Номинальный ток отключения, кА	40-63
Номинальный ток включения, кА	79-104
Тип привода выключателя	Пружинный
Управление	Трехфазное/пофазное
Полное время отключения, с	50
Время отключения, с	80
Изолирующая дугогасящая среда	Элегаз
Оболочка	Пофазная
Тип привода выключателя	пружинный

Таблица 4.6 – Параметры анализатора сети

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	Ethernet M-bus	0,5	8

Согласно ПУЭ [12], трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПН-П-500/220/10/500 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат» [32].

4.10 Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

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

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,мах}}$$

$$V_{\text{к,норм}} \geq V_{\text{к,расч}}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–20 и разъединитель РВРЗ–20/10000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры выключателя генераторного напряжения

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/10000 УЗ
$U_{\text{сети,НОМ}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 8160 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 8000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ А}$
$I_{\text{НО}} = 34,56 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.откл}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{Т.СТ}} = 125 \text{ кА}$
$I_{\text{У}} = 53,76 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$i_{\text{ЭЛ.СТ}} = 315 \text{ кА}$
		$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{НО}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 24,89^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 55,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 315^2 \cdot 3 = 297675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор тока ТШЛ-20-1. Производитель ООО "Промышленный союз" [26]. Параметры трансформатора тока в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{Г}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{Г.раб}} = 7750 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ОАО "Свердловский завод" [27]. Параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 4.9:

Таблица 4.9 – Параметры трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{НОМ}}$	13,8 кВ	20 кВ

В цепи 13,8 кВ устанавливаем ОПН-10 УХЛ1 фирмы ЗАО «Разряд» [28].

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и ненормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-660/165-32:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Поперечная дифференциальная защита генератора;
- 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 возбуждения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 250000/500:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;

- Защита от перегрева масла;
- Защита от перегрева обмотки.

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 500 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 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

5.2 Параметры защищаемого оборудования

Параметры защищаемого оборудования представлены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 660/165-32 УХЛ4
мощность номинальная	полная, МВА	176,5
	активная, МВт	150
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		115,4
номинальный ток статора, кА		7,384
ток ротора при номинальной нагрузке, А		2380
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		320
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,01
	переходное $X'd$	0,33
	сверхпереходное $X''d$	0,24
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,044

Окончание таблицы 5.1

Тип	СВ 660/165-32 УХЛ4	
емкость обмотки статора, мкФ	1,42	
соединение фаз обмотки статора	Звезда	
количество выводов генератора	главных	3
	нейтральных	3
режим работы нейтрали	Изолированная нейтраль	

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ 250000/500/15,75
мощность номинальная, МВА	250
номинальное напряжение, кВ	ВН: 525; НН: 15,75.
напряжение короткого замыкания, %	13,0
группа соединений	Δ/У – 11

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-10000/20 УЗ
мощность номинальная, кВА	10000
номинальное напряжение, кВ	ВН: 13,8; НН: 6,3.
напряжение короткого замыкания, %	8,0
группа соединений	Δ/У – 11

5.3 Расчет номинальных параметров

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{176500}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 7384 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{7384 \cdot 1}{8000/5} = 4,615 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{U_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{250000}{525 \cdot \sqrt{3}} = 275 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{n_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{275}{300/5} = 4,583 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН ТЕ}} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}}{1,2255} = \frac{2380}{1,2255} = 1942 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ТЕ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН ТЕ}} \cdot I_{\text{НН ТЕ}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1942 = 1346 \text{ А.} \quad (5.6)$$

Принимает трансформатор ТСЗ-1600/15.

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 15,75 кВ:

$$I_{\text{ВН ТЕ}} = \frac{S_{\text{НОМ ТЕ}}}{U_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1600}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 66,94 \text{ А.} \quad (5.7)$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{СР}} < 0,2 \cdot I_{\text{Н}}$) 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: $I_{\text{НОМ}} = 7384 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 7384 = 369 \text{ А,} \quad (5.8)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.9)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 7384 = 1108 \text{ А}$

2) Коэффициент торможения $K_{\text{Т}}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина $K_{\text{Т}}$ 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:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} \quad (5.10)$$

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;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,24} \cdot 7384 = 34766 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.10):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 34766 = 3477 \text{ А.} \quad (5.12)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{3477 \cdot 2}{34766}, \quad (5.13)$$

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

I_{T} - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.14)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.15)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

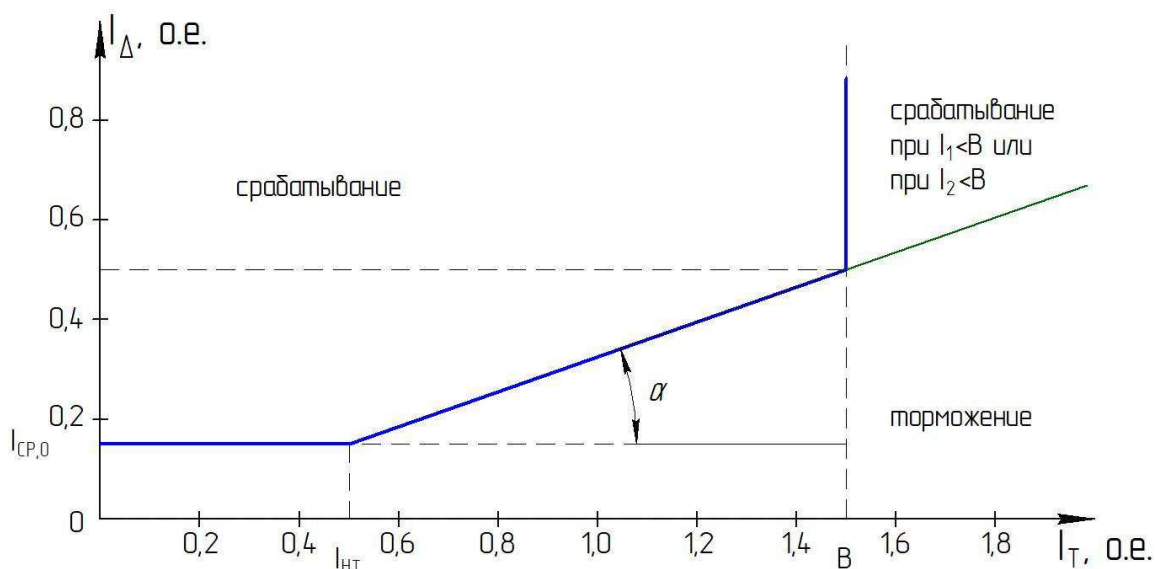


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия, в защите предусмотрена дифференциальная отсечка с током срабатывания $I_{отс}$ принимаемым:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_H \quad (5.16)$$

5.4.2 Поперечная дифференциальная защита ($I\Delta$)

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора (при трёхслойной обмотке генератора).

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях, и в соответствии с Руководящими Указаниями по релейной защите может быть принят:

$$I_{СР} = 0,2 \cdot I_{НОМ.Г.} = 0,2 \cdot 7384 = 1475 \text{ А.} \quad (5.17)$$

5.4.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны главных выводов. Данный орган измеряет напряжение $3U_0$ со стороны линейных выводов при помощи соединения трансформаторов по схеме «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармонике 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.

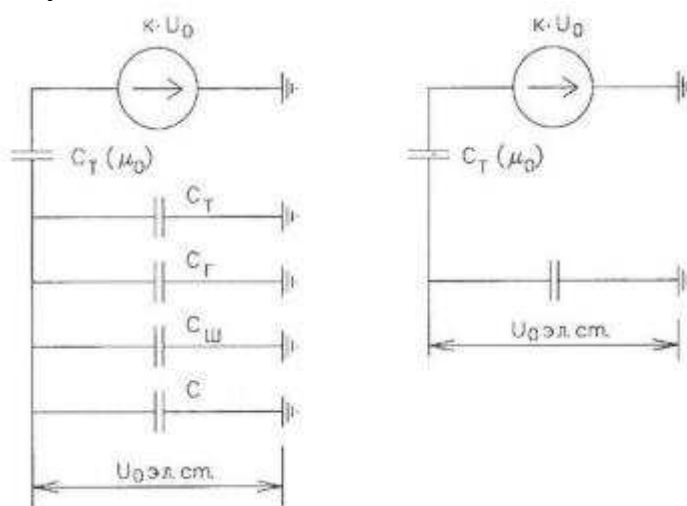


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{ВГ} = 0,0073 + 1,42 + 0,008 + 0,46 = 1,90 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (5.18)$$

- где C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_G – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 C_{III} – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
 C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

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

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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ}. \quad (5.20)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,90 \cdot 10^{-6} = 14,24 \text{ А}. \quad (5.21)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ (по формуле 5.18):

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,90} = 396 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 396}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}. \quad (5.22)$$

$$U_{\text{СР}} \geq 1,20.$$

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

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

$K_{\text{В}} = 0,95$ – 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_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 31,25\%. \quad (5.23)$$

При $K_T = 1,1$ 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.

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

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

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.24)$$

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

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

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

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

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

5.4.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 7384 = 517 \text{ А } (0,07 \cdot I_H). \quad (5.28)$$

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 $t_{\text{МАКС}} = 500$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18. \quad (5.29)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.30)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 1108 \text{ А } (0,15 \cdot I_H). \quad (5.31)$$

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

$$t_{доп} = \frac{A}{I_{2ПУСК}^2} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711 \text{ с} \quad (5.32)$$

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

$$t_{ср} = \frac{16}{(I_{*2})^2}, \quad (5.33)$$

$$A_{ио} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{ср}. \quad (5.34)$$

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

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	16	54,9	79,0	123,5	219,5	500,0

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

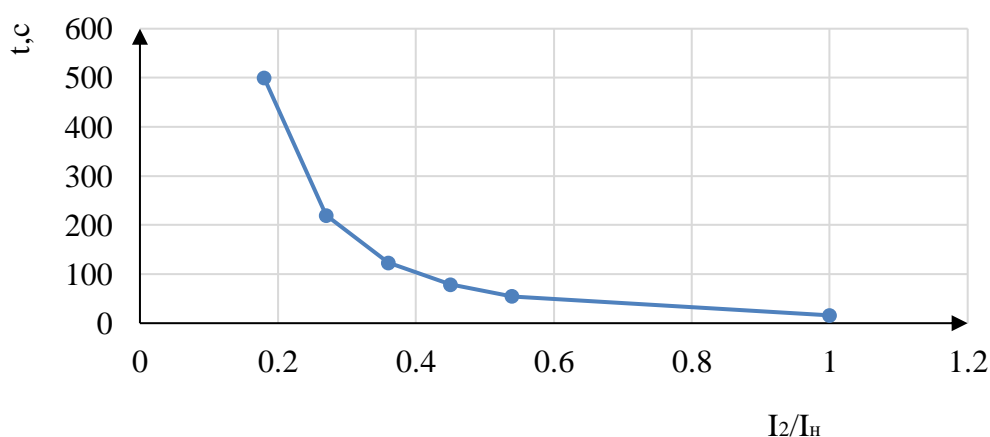


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

4) Орган токовой отсечки ($I_{20\text{ТС}}$) 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:

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d*}'' + x_{л*} + x_{Т*})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (347,35 + 0,070 + 0,13)} = 0,0011 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

$$x_{d*}'' = x_d'' \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,24 \left(\frac{525}{13,8} \right)^2 = 347,35 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

$$x_{л*} = x_{0 \text{ уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{НОМ}}^2} = 0,36 \cdot 215 \cdot \frac{250}{525^2} = 0,070 \text{ Ом.} \quad (5.37)$$

$$x_{Т*} = \frac{U_{\text{К}}\%}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{250}{250} = 0,13 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.з.}^* = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0011 \cdot 2 \cdot \frac{525}{13,8} = 0,084 \text{ о. е.} \quad (5.39)$$

Принимаем уставку $I_{2сз} = 0,25 \cdot I_{Н}$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$\begin{aligned} I_{2с.з.}^* &\leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d*}'' + x_{Т*})} = \\ &= \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (347,35 + 0,13)} = 0,0011 \text{ о. е.,} \end{aligned} \quad (5.40)$$

Принимаем уставку $I_{2сз} = 0,2 \cdot I_{Н}$

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 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{Н} \cdot I_{Н}}{K_{В}} = \frac{1,05 \cdot I_{Н}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{Н}, \quad (5.41)$$

где $K_{Н} = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_{В} = 0,98$ – 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:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{H}}. \quad (5.42)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

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

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

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

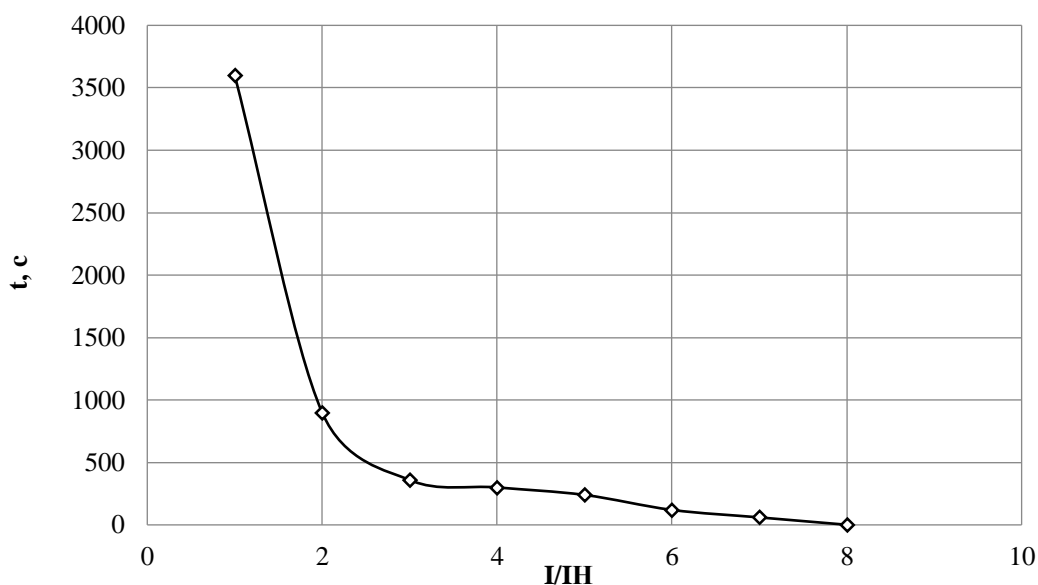


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.43)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot \frac{13800}{100}} = 66 \text{ В}. \quad (5.44)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.7 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 степенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 143,33 + \frac{0,8}{5} \cdot 77,59 = 127 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ;

$$Z_T = \frac{0,13 \cdot 525^2}{250} = 143,33 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{250}{250} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{250}{525^2} \cdot 77,59 = 0,12, \quad (5.47)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,12 \cdot 1,08 = 0,13 \text{ Ом}, \quad (5.48)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{176,5} = 1,08$ – базисное сопротивление.

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = 0,13 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 1,51 \text{ Ом}. \quad (5.49)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,51 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7384} = 1,08 \text{ Ом}, \quad (5.50)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.}}} - 0,95}{x_d} = 2,12, \quad (5.51)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\text{Ф}}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,12} = 0,45 \text{ о. е.}, \quad (5.52)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,12} = 0,42, \quad (5.53)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 65^\circ$.
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,45}{1,1} = 0,41 \text{ о. е.}, \quad (5.54)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,41 \cdot \frac{13,8^2}{176,5} = 0,44 \text{ Ом.} \quad (5.55)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,44 \cdot 8000/5}{13800/100} = 5,1 \text{ Ом.} \quad (5.56)$$

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

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,23 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,77 \text{ Ом}$.

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 500 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 5.5.

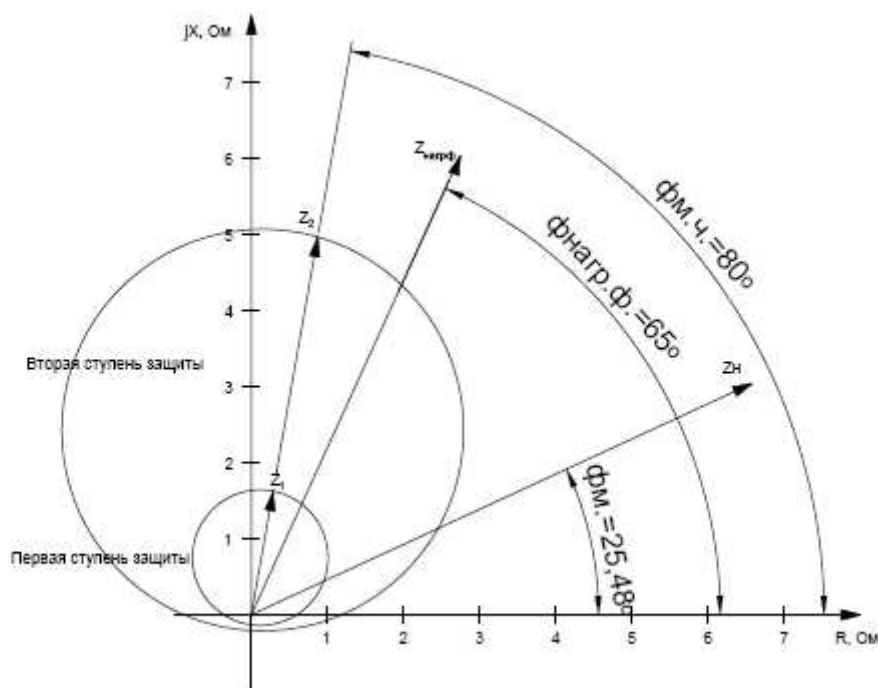


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита состоит из трех органов:

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.57)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.58)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_N	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

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

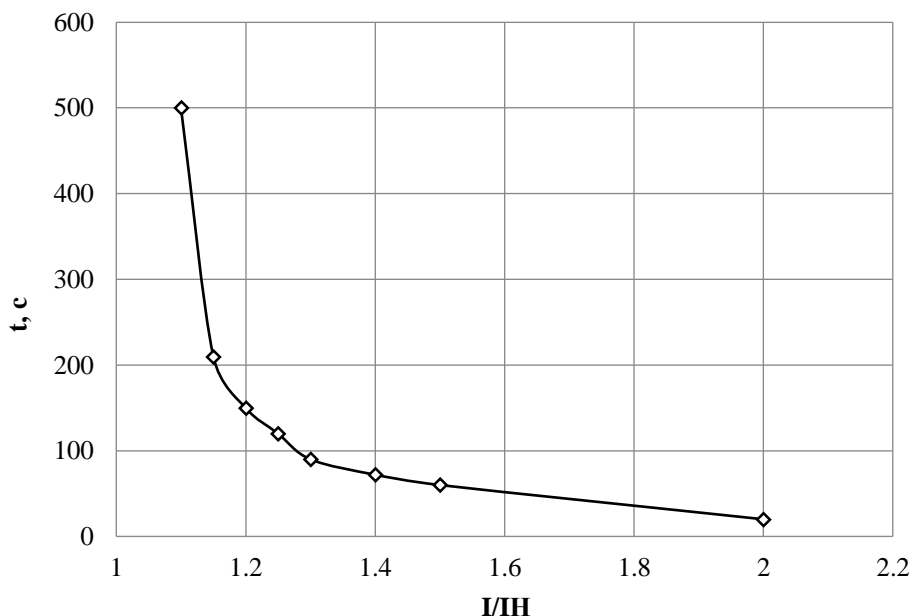


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.59)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА»

ЭКРА 300 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.

6 Состав и компоновка сооружений

6.1 Исходные данные

Задачей данного раздела дипломного проекта является проектирование бетонной гравитационной водосбросной плотины на скальном основании.

При проектировании в курсовом проекте плотины должны выполняться следующие требования:

- 1) Обеспечение устойчивости на сдвиг при сохранении прочности основания;
- 2) Получение наименьшего значения фильтрационного противодействия при обеспечении фильтрационной прочности основания;
- 3) Гашение избыточной энергии сбрасываемого водного потока;
- 4) Обеспечение прочности.

Для проектирования гидротехнических сооружений имеются следующие исходные данные:

- 1) План реки в створе плотины;
- 2) Геологический разрез по створу плотины;
- 3) Физико-механические характеристики грунта основания;
- 4) Зависимость между уровнями и расходами воды в бытовых условиях;
- 5) Характерные бытовые расходы воды:
 - а) максимальный основной расход – 3060 м³/с;
 - б) максимальный поверочный расход – 3288 м³/с;
- 6) Отметки:
 - а) нормального подпорного уровня (НПУ) – 380 м;
 - б) форсированного уровня воды (ФПУ) – 381 м;
 - в) отметка дна – 320 м;
- 7) Назначение гидроузла: энергетический;
- 8) Расход через 1 ГА ($Q_{1ГА}$): 381 м³/с;
- 9) Количество ГА – 4 шт.

6.2 Состав и компоновка сооружений гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- станционная часть плотины;
- левобережная и правобережная бетонная плотина;
- приплотинное здание ГЭС.

6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ($H=60$ м) и типа грунтов оснований (скальное основание – доломит) [31], присвоен: II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [31]. По установленной мощности ($N=570$ МВт), присвоен: II.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений 18000 человек, что более 3000), присвоен: I.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это I класс. Коэффициент надёжности для сооружений I класса $\gamma_n = 1,25$.

6.3.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

где a - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,8 м.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{380 - 320}{2} = 30.0 \text{ м.} \quad (6.2)$$

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V}, \quad (6.3)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2}, \quad (6.4)$$

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

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 18 \cdot 10^3}{18^2} = 545;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{18} = 11772.$$

Далее по графику [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$.

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

- Определяемые значения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,037;$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,081;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 2,5.$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,0.$$

Из полученных значений выбираем минимальные.
Отсюда:

$$\bar{h} = \frac{0,037 \cdot V^2}{g} = \frac{0,037 \cdot 18^2}{9,81} = 1,22 \text{ м}; \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = \frac{2,5 \cdot V}{g} = \frac{2,5 \cdot 18}{9,81} = 4,59 \text{ с}. \quad (6.6)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{4,59^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 32,87 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d; \quad (6.8)$$

$30,0 > 16,43$ т.е. условие глубоководности выполняется.

Высота волны 1% обеспеченности:

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

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [32], $K_i = 2,11$.

По формуле (6.13):

$$h_{1\%} = 1,22 \cdot 2,11 = 2,58 \text{ м.}$$

Отметка гребня бетонной плотины по формуле (6.1):

$$\nabla\text{ГБП} = 380 + 2,58 + 0,8 = 383,28 \text{ м.}$$

Таким образом, за отметку гребня плотины принимаем $\nabla\text{ГБП} = 383,28 \text{ м.}$

6.3.2 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

6.3.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Для определения ширины водосливного фронта необходимо определить расчётный максимальный расход. Для первого класса капитальности, таким расходом является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$\begin{aligned} Q_p &= Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} - Q_{пр} = & (6.10) \\ &= 3060 - (4 - 1) \cdot 381 - \frac{6,93 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 266 = 983 \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned}$$

где Q_{max} – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений;

$Q_{ГА}$ – расчётный расход через гидроагрегат ГЭС.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{983}{32,75} = 30,02 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где q_b – удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 26,2 = 32,75 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.12)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [\vartheta_h] \cdot h_{нб} = 5 \cdot 5,24 = 26,2 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.13)$$

где $h_{нб} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{дна} = 325,24 - 320,0 = 5,24$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Q=f(H)$ при $Q_{осн. max}$.

$[\vartheta_h] = 5 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость для скалы.

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду [36], поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Принимаем 4 пролета по 9 метров. Уславливаемся, что каждый бык является разрезным с шириной 4 метра согласно пункту 6.4.3.

Итоговая ширина водосливного фронта:

$$B = b \cdot n = 9 \cdot 4 = 36 \text{ м.} \quad (6.14)$$

6.3.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{983}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,41 \text{ м} \quad (6.15)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А, $m = 0,49$ (см. рис 6.1.);

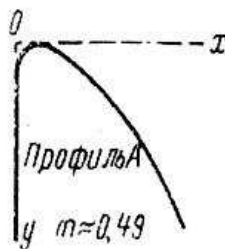


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова тип А

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{расч}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \quad (6.16)$$

$$= \left(\frac{983}{0,49 \cdot 0,946 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,61 \text{ м.}$$

где ε – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, $\sigma_n = 1$;

Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - \frac{H_{01} \cdot \xi \cdot 0,2}{b} = 1 - \frac{0,2 \cdot 5,41 \cdot 0,45}{9} = 0,946. \quad (6.17)$$

где ξ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка [33], $\xi=0,45$.

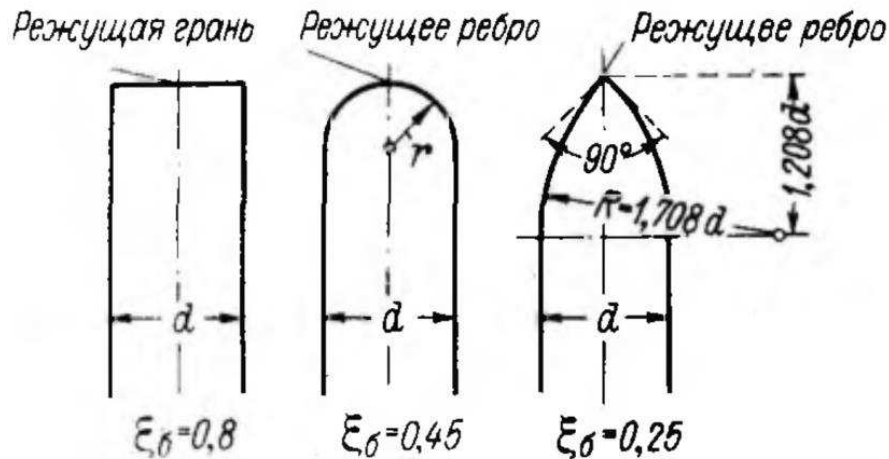


Рисунок 6.2 – Очертание быков в плане

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 5,61 - \frac{1,1 \cdot 0,341^2}{2 \cdot 9,81} = 5,605 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине.

Скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{\frac{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_B)}{983}} = \frac{983}{(380 - 320)(36 + (4 - 1) \cdot 4)} = 0,341, \quad (6.19)$$

где δ_B – толщина быка, которая была принята ранее.

α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$.

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [36] $H_{\text{ст}} = 6$ м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 380,0 - 6,0 = 374,0 \text{ м}. \quad (6.20)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 374,0 + 1,6 \cdot 6 = 383,6 \text{ м.} \quad (6.21)$$

Сравнивая с отметкой 383,28 полученной в пункте 6.3.1, принимаем итоговую отметку гребня плотины 383,6 метров, так как она больше.

В итоге принимаем высоту всего напорного фронта равной:

$$H_{пл} = \nabla_{ГБ} - \nabla_{подошвы} = 383,6 - 318,0 = 65,6 \text{ м} \quad (6.22)$$

6.3.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Проверим достаточность водопрпускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$\begin{aligned} Q_{р.пов} &= Q_{\max\text{повер}} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} - Q_{\text{пр}} = \\ &= 3288 - (4 - 1) \cdot 381 - \frac{6,93 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 266 = 1211 \text{ м}^3/\text{с.} \end{aligned} \quad (6.23)$$

где $Q_{\max\text{повер}}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений [34, 5.4 табл.2];

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1211}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,21 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Полный напор на водосливе:

$$\begin{aligned} H_{02\text{пов}} &= \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \\ &= \left(\frac{1211}{0,49 \cdot 0,938 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,46 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.25)$$

$$\varepsilon = 1 - \frac{H_{01\text{пов}} \cdot \xi \cdot 0,2}{b} = 1 - \frac{0,2 \cdot 6,21 \cdot 0,45}{9} = 0,938 \quad (6.26)$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая. Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0 \text{ пов}} = \frac{Q_{р.пов}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot B} = \frac{1211}{(381 - 320) \cdot (36 + (4 - 1) \cdot 4)} = 0,413 \text{ м/с}, \quad (6.27)$$

где $\nabla\text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня.

Предварительно отметку ФПУ принимаем равной 381,0 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 6,46 - \frac{1,1 \cdot 0,413^2}{2 \cdot 9,81} = 6,45 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 374 + 6,45 = 380,45 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Расчётная отметка $\nabla\text{ФПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно, отметки $\nabla\text{ФПУ}$ равной 381,0 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

6.3.2.4 Построение профиля водосливной грани

В таблицу 6.1 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 6,0$ м. Профиль оголовка плотины представлен на рис. 6.3.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,756	15	8,4	3,384	29	16,8	14,772
2	0,6	0,216	16	9	3,966	30	17,4	15,66
3	1,2	0,042	17	9,6	4,584	31	18	16,944
4	1,8	0	18	10,2	5,238	32	18,6	18,078
5	2,4	0,036	19	10,8	5,922	33	19,2	19,242
6	3	0,162	20	11,4	6,648	34	19,8	20,43
7	3,6	0,36	21	12	7,41	35	20,4	21,654
8	4,2	0,6	22	12,6	8,214	36	21	22,908
9	4,8	0,876	23	13,2	9,048	37	21,6	24,186
10	5,4	1,188	24	13,8	9,918	38	22,2	25,494
11	6	1,536	25	14,4	10,964	39	22,8	26,826

Окончание таблицы 6.1.

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
12	6,6	1,926	26	15	11,76	40	23,4	28,188
13	7,2	2,364	27	15,6	12,732	41	24	29,53
14	7,8	2,85	28	16,2	13,734	42	24,6	30,88

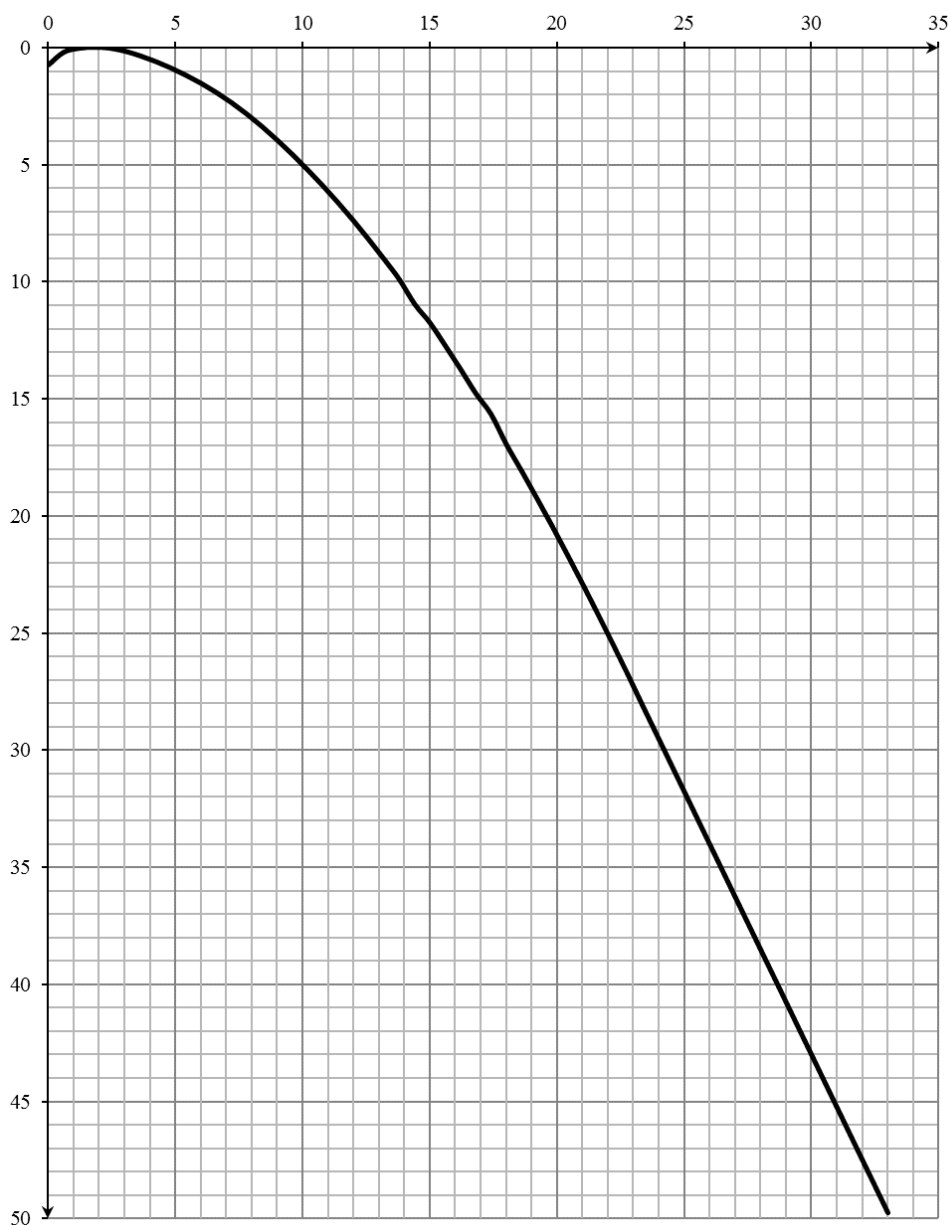


Рисунок 6.3 – Профиль оголовка плотины

6.3.2.5 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 так называемом сжатом сечении С-С (рис. 6.4). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

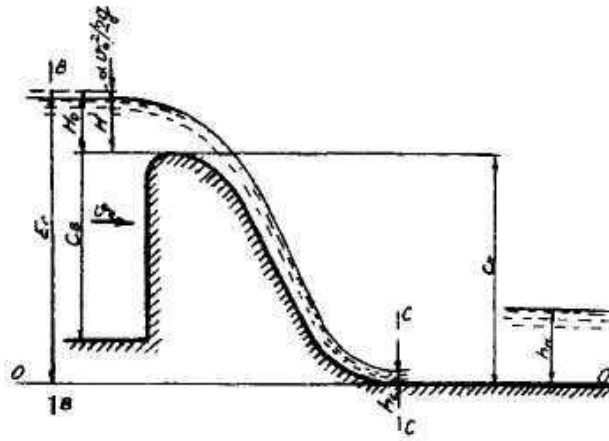


Рисунок 6.4 – Оголовок и сжатое сечение

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн. max}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 983^2}{9,81 \cdot (48)^2}} = 3,61 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 380,0 - 320,0 = 60,0 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{60,0}{3,61} = 16,62 \text{ м.} \quad (6.32)$$

По графику [33, рис. 9-55] определяем глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,21$ и $\xi_c'' = 3,0$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,21 \cdot 3,61 = 0,76 \text{ м,} \quad (6.33)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,0 \cdot 3,61 = 10,83 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Глубина в НБ при $Q_p=3060$ (м³/с), $h_{НБ} = 5,24$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Так как высота плотины

выше 40 метров, и она находится на скальном основании, то принимаем гашение энергии способом свободно отбрасываемой струи.

6.3.2.6 Гашение энергии свободно отброшенной струей

Высота от дна до носка:

$$a = h_{\text{НБ}} + (1 - 2)\text{м} = 5,9 + 1,1 = 7,0 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где $h_{\text{НБ}} = 5,9 \text{ м}$ – глубина в НБ при $Q = 0,01\%$.

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 320,0 + 7,0 = 327,0 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 380 - 327 = 53 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_{\text{Н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_{\text{Н}}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 53} = 29,02 \text{ м/с}, \quad (6.38)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,9$.

Высота потока воды на носке:

$$h_{\text{Н}} = \frac{q}{V_{\text{Н}}} = \frac{20,48}{29,02} = 0,71 \text{ м}, \quad (6.39)$$

$$q = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{B + \sum \delta_{\text{б}}} = \frac{983}{48} = 20,48 \text{ м/с} \quad (6.40)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_{\text{Н}}^2}{g \cdot h_{\text{Н}}} = \frac{20,47^2}{9,81 \cdot 0,71} = 121,73. \quad (6.41)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_{\alpha} \cdot Z_{\text{Н}} \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_{\text{Н}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right) = \quad (6.42)$$

$$= 0,8 \cdot 53 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot$$

$$\cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{60}{53} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 68,21 \text{ м}$$

где K_α – Коэффициент аэрации, $K_\alpha = 0,8$, при числе фруда $Fr > 35$;
 α – угол наклона носка, $\alpha = 30$.

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 380 - 320 = 60 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Проверим на выполнение условия $L > 0,5 \cdot z_0$.

$$68,21 > 0,5 \cdot 60,0;$$

$68,21 > 30,0$ – условие выполняется.

Глубина размыва – яма:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 18,78 - 5,24 = 13,54 \text{ м.} \quad (6.44)$$

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{121,73}) \cdot \sqrt{121,73} \cdot \sqrt[4]{\frac{5,24}{1}} \cdot 0,71 = 18,78 \text{ м} \end{aligned} \quad (6.45)$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} = 68,21 + \frac{18,78}{0,40} = 115,50 \text{ м.} \quad (6.46)$$

$$\begin{aligned} tg\alpha_1 &= \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\ &= \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,65 \cdot \cos 30^\circ + 7,0 - 5,24)}{29,02^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,40 \end{aligned} \quad (6.47)$$

Длина горизонтального участка ямы размыва:

$$b_{\text{раз}} = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 3,61 + 3,7 \cdot 13,54 = 59,11 \text{ м.} \quad (6.48)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока (6.29):

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 3,61 = 9,02 \text{ м.} \quad (6.49)$$

6.3.2.7 Пропуск через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$\begin{aligned} Q_{р.в.} &= \frac{V_{пол.вдхр.}}{t_{сраб}} + Q_{пр} = \\ &= \frac{6930000000}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 266 = 934,40 \text{ м}^3/\text{с.} \end{aligned} \quad (6.50)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}} \quad (6.51)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{во}$ – напор над центром входного отверстия;

$\omega_{во}$ – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное четырем. Тогда расход через одно водопропускное отверстие

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{р.в.}}{4} = 233,60 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.52)$$

Для того, чтобы определить $H_{во}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=3,5$ м, тогда нижняя отметка донного отверстия 324 м. отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla_{ЦВО} = 324 + \frac{h}{2} = 325,75 \text{ м,} \quad (6.53)$$

Напор над центром выходного отверстия

$$H_{во} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ЦВО} = 380 - 325,75 = 54,3 \text{ м,} \quad (6.54)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}} = \frac{233,60}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 54,3}} = 8,95 \text{ м}^2. \quad (6.55)$$

Так как высота отверстия 3,5 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{во}}}{h} = \frac{8,95}{3,5} = 2,56 \text{ м}. \quad (6.56)$$

Округлим до 3 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 3,5 \cdot 3 = 10,5 \text{ м}^2, \quad (6.57)$$

Исходя из расчета получаем 4 водосбросных сооружения $h=3,5$ м, $b=3$ м.

6.4 Конструирование бетонной плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (алевролит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания

достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

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

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 380,0 - 318 = 62 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_6 + (2 \div 3)) = 320 - 2 = 318 \text{ м,} \quad (6.59)$$

где $\delta_6 = 0, \nabla_{\text{дна}} = 320 \text{ м}$.

Определим ширину подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 62 = 43 \quad (6.60)$$

6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

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

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b = 9 + 4 = 13 \text{ м,} \quad (6.61)$$

где b_c – ширина секции с учетом разрезного быка,

b – ширина пролета в свету,

δ_b – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

6.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Согласно рекомендациям Березинского, для $b=9 \text{ м}$, толщина быка принимается в диапазоне $\delta_b = (0,2 \div 0,25) \cdot b + (0,5 \div 2) \text{ м} = 0,25 \cdot 9 + 1,75 = 4 \text{ м}$. Принимаем толщину быка, равной 4 метра.

Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 26 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

6.4.4 Устои

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Для отвода фильтрационной воды из тела плотины предусматриваются вертикальные дренажные скважины диаметром 20 см и расстоянием между осями дрен 3 м. Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}} = \frac{60,0 \cdot 1,25}{25} = 3,0 \text{ м.} \quad (6.62)$$

6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 16 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

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

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2 м, высотой – 3 м.

6.5 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 43,0 = 4,3 \text{ м,} \quad (6.63)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d = 0,5 \cdot 56,66 = 28,0 \text{ м.} \quad (6.64)$$

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 56,66 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 28,0 = 14,0 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Диаметр скважин для дренажа принимают более 100 – 300 мм. принимаем диаметр 200 мм.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр}}} = \frac{33,99 \cdot 1,25}{15} = 2,8 \text{ м.} \quad (6.67)$$

где ΔH – потери напора, $\Delta H = 33,99$ м (из п. 6.6);

$J_{\text{кр}}$ – критический градиент напора на скальном основании, $J_{\text{кр}} = 15$.

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем из следующих условий:

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{\text{зав}}}{2} \quad (6.68)$$

$$l_2 = \frac{\delta_{\text{зав}}}{2} = \frac{2,8}{2} = 1,4 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Принимается $l_2 = 7,5$ м.

6.6 Фильтрационные расчёты

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды. Эпюра пьезометрического напора представлена на рисунке 6.5.

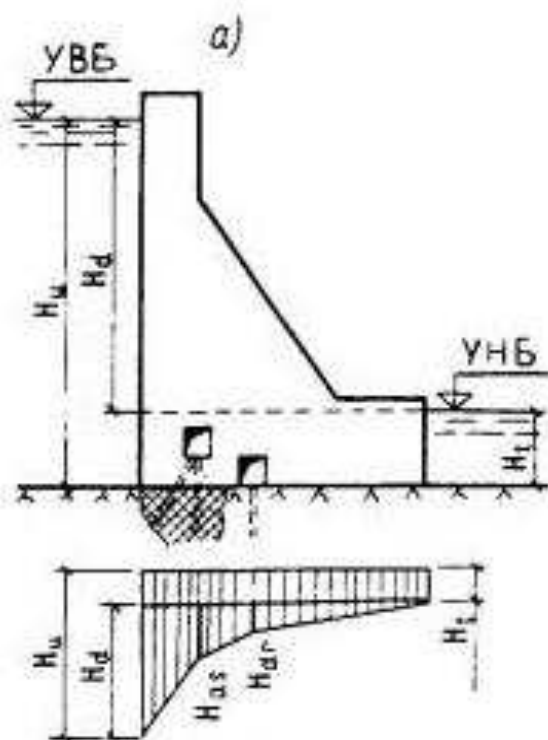


Рисунок 6.5 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для первого класса сооружений:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 380,0 - 323,24 = 56,66 \text{ м.} \quad (6.70)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 56,66 = 22,66 \text{ м.} \quad (6.71)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 56,66 = 11,33 \text{ м,} \quad (6.72)$$

6.7 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.

6.7.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$S_{\text{пл}} = 1372,01 \text{ м}^2$, $S_{\text{б1}} = 2223,83 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл1}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{1372,01 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 4} = \frac{22363,34 \text{ кН}}{\text{м}}. \quad (6.73)$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{2223,83 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{9 + 4} = 16110,11 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.74)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 68 \cdot \sqrt{68} \cdot 9,81 = 299,22 \text{ кН} \quad (6.75)$$

где f – площадь затвора.

Площадь затвора:

$$\begin{aligned} f &= (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = \\ &= (381,0 - 374,0 + 0,5) \cdot 9 = 67,5 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.76)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$G_3^{расч} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{299,22}{9 + 4} = 23,02 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.77)$$

6.7.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

1) с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 62^2}{2} = 18854,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.78)$$

$$H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 380,0 - 318,0 = 62 \text{ м}. \quad (6.79)$$

2) с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,34^2}{2} = 139,87 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.78)$$

$$H_H = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 323,34 - 318,0 = 5,34 \text{ м}. \quad (6.79)$$

Плечо для силы гидростатического давления воды определяется как треть высоты поверхности давления:

$$l_{T_B} = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОДОШВЫ}}{3} = \frac{380 - 318}{3} = 20,67 \text{ м}, \quad (6.80)$$

$$l_{T_n} = \frac{\nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{ПОДОШВЫ}}{3} = \frac{323,24 - 318}{3} = 1,75 \text{ м}, \quad (6.81)$$

6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения для основного случая. Плечо взвешивающего давления равно нулю.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{вз} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{вз}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 229,62 = 2252,57 \text{ кН}. \quad (6.82)$$

6.7.4 Сила фильтрационного давления

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 474,81 = 4657,89 \text{ кН}. \quad (6.83)$$

6.7.5 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} p_n &= \gamma_n \cdot h_n \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 5 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 24,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.84)$$

где $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_n – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$$h_n = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 325 - 320 = 5 \text{ м}. \quad (6.85)$$

где $\varphi_n = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = \frac{h_n \cdot p_n}{2} = \frac{5 \cdot 24,5}{2} = 61,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.86)$$

6.7.6 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,58^2}{32,87} = 0,64 \text{ м.} \quad (6.87)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \quad (6.88)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,58 \cdot \left(\frac{32,87}{3,14} + \frac{0,64}{2} \right) = 136,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{32,87}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,58 = 4,3. \quad (6.89)$$

6.7.7 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы. Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составим таблицу 6.2, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [34].

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	18854,82	20,67	389666,28
Тн	1,00	←	139,87	-1,78	-248,97
Гб	0,95	↓	15304,60	-11,63	-177992,54
Гпл	0,95	↓	21245,17	-7,22	-153390,15
Wвзв	1,00	↑	2252,57	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	4657,89	10,52	49000,96
Qз	0,9	↓	20,72	-18,34	-379,91
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	136,50	57,73	7880,43
E_n	1,20	→	73,50	3,67	269,50
F		←	18924,95		
		→			
N		↓↑	29660,03		
M		Σ	114805,60		

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^u &= -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{29660,03}{43,0} + \frac{6 \cdot 114805,60}{43,0^2} = -317,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},\end{aligned}\quad (6.90)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -9,81 \cdot 62 = -608,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},\end{aligned}\quad (6.91)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды; H_d^u – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа; $m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 380,0 - 318,0 = 62,0 \text{ м} . \quad (6.92)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.93)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -317,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.94)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 62 = -608,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.95)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{29660,03}{43,0} - \frac{6 \cdot 114805,60}{43,0^2} = -1062,31 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.96)$$

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1062,31 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 5,34 \cdot (1 - 0,78^2) = \\ &= -666,82 \text{ кН/м}^2 ,\end{aligned}\quad (6.97)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между нижней гранью и вертикалью; H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 323,34 - 318 = 5,34 \text{ м.} \quad (6.98)$$

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(9,81 \cdot 5,34 - 1062,31) \cdot 0,78 = 787,74 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.99)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1062,31 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 5,34 \cdot 0,78^2 = \\ &= -1676,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.100)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 5,34 = -52,39 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.101)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-317,22
	σ_x^u	-608,22
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-317,22
	σ_3^u	-608,22
Низовая	σ_y^t	-1062,31
	σ_x^t	-666,82
	τ_{xy}^t	787,74
	σ_1^t	-52,39
	σ_3^t	-1676,75

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.102)$$

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

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

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

R_b – расчётное сопротивление бетона на сжатие, исходя из класса бетона $B=10$, принимаем $R_b = 7500 \text{ кН/м}^2$.

$$1,25 \cdot 1 \cdot 1676,75 < 0,9 \cdot 7500$$

$$2095,94 \text{ кН/м}^2 < 6750 \text{ кН/м}^2$$

Условие общей прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.103)$$

$$-317,22 \text{ кН/м}^2 < 0 \text{ – условие выполнено.}$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.104)$$

$$317,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot (380,0 - 323,24) \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$317,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 155,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.7.8 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.105)$$

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = \\ &= 18854,82 - 139,87 + 136,5 + 73,5 = 18924,95 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.106)$$

$$\begin{aligned}
 R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = & (6.107) \\
 &= (21245,2 + 15304,6 - 2252,6 - 4657,9 + 20,7) \cdot 0,7 \\
 &+ 100 \cdot 43,0 = 25062,02 \text{ кН/м},
 \end{aligned}$$

где $\tan \varphi = 0,78$ – внутреннее трение для скалы в основании (гранит);

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для гранита;

$\omega = B_n \cdot 1 = 43,0 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Таким образом, условие на сдвиг (по формуле 6.105):

$$\frac{25062,02 \cdot 0,95}{18924,95 \cdot 1,0} \geq 1,25,$$

$1,26 \geq 1,25$ – условие выполняется.

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Пожарная безопасность, охрана труда.

7.1 Требования по охране труда и технике безопасности

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Конкудерской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организует работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организует и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно–правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно–правовых актов по охране труда, таких как:

- ГОСТ 12.0.230–2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169–ст (ред. от 31.10.2013);
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н (изм. на 19.02.2016 г);
- РД 153–34.0–03.301–00. – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

На Конкудерской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно–методическим центром по работе с персоналом.

Основная цель улучшения условий труда – обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно–технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда» (изм. 27.04.2017).

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Конкудерской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями РД 153–34–03.205–2001 «Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций».

При расположении электроустановок с большим током замыкания на землю необходимо выполнять следующие мероприятия:

1) все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

2) должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1–1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна быть обеспечена термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400° С).

На Конкудерской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

7.2 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", государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, в том числе, подразумевает обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Так как территория будущего гидроузла находится в малонаселенной зоне, предусматривается устройство пожарной части в непосредственной близости от станции, обслуживающую как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта, автоматическим пуском системы пожаротушения.

Контроль за противопожарным состоянием объекта осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. 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. Вместимость маслосборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах ТДЦ–250000/500.

Разработаем установку пожаротушения для шести трансформаторов ТДЦ–250000/500, расположенных у здания ГЭС, с площадью защищаемой поверхности $F_3 = 180 \text{ м}^2$.

Согласно ПУЭ, трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВ·А и более, устанавливаемые в камерах подстанций и у зданий ГЭС оснащаются автоматическими установками пожаротушения.

АУВП трансформатора включает установку водяного пожаротушения (УВП) и систему ее автоматического управления (САУ).

УВП трансформаторов состоит из водопитателя, системы трубопроводов с отдельными секциями. Каждая секция УВП состоит из подводящего трубопровода, запорно–пускового устройства (ЗПУ) и сухо–трубной системы, состоящей из питательного трубопровода и сети распределительных трубопроводов с дренчерными оросителями.

Согласно РД 34.15.109 – 91 «Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов», для защиты трансформаторов распыленной водой следует применять дренчерные оросители типа ОПДР–15 с площадью орошения $F_0 = 12 \text{ м}^2$. Расположение оросителей должно обеспечивать орошение распыленной водой защищаемой поверхности с интенсивностью не менее $0,2 \text{ л/с} \times \text{м}^2$.

Минимальное количество оросителей:

$$n = F_3 \cdot 0,2q = 180 \cdot 0,24 = 9 \text{ шт} \quad (7.1)$$

где n – минимальное необходимое для тушения пожара количество оросителей [шт];

$F_3 = 180 \text{ м}^2$ – защищаемая оросителями площадь поверхности;

$0,2$ – нормативная интенсивность орошения [$\text{л/с} \times \text{м}^2$];

q – расход воды, подаваемый через оросителя, принимаем 4 л/с .

Необходимое количество оросителей:

$$n = F_3 F_0 = 180 / 12 = 15 \text{ шт} \quad (7.2)$$

Принимаем $n = 15 \text{ шт}$.

Суммарный расход оросителей:

$$Q = n \cdot q = 15 \cdot 4 = 60 \text{ л/с} = 0,06 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (7.3)$$

Расчетное время пожаротушения одного трансформатора, согласно РД 34.15.109 – 91, составляет $t = 10 \text{ мин}$. Запас воды должен обеспечивать бесперебойную работу АУВП в течение 30 минут = 1800 с.

Общий запас воды:

$$V=0,06 \cdot 1800=108 \text{ м}^3. \quad (7.4)$$

Согласно РД 34.15.109 – 91, емкость водонапорного бака должна приниматься не менее 3 м³. В данном расчете условие выполняется.

7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Конкудерского ГУ

7.3.1 Воздействия на природную среду в строительный период

При строительстве Конкудерского 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.

В данный период нарушается естественный ландшафт местности. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями – частицами песка, глины и т. п. Возможно загрязнение воды коммунально–бытовыми стоками строительного посёлка. Созданное водохранилище приводит к климатическим изменениям. В первые годы после заполнения водохранилища в нем появляется много разложившейся растительности, а "новый" грунт может резко снизить уровень кислорода в воде. Гниение органических веществ может привести к выделению огромного количества парниковых газов – метана и двуокиси углерода. Также на этапе строительства существуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, например, при сжигании топлива в ДВС автотранспорта в атмосферу поступают: диоксид и оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, керосин, бензин нефтяной. Неизбежны строительные отходы, которые должны быть утилизированы специальным образом.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

- 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно–допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
- 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

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

7.3.2 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:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 8 22 201 01 21 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{953589 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 42912 \text{ т.} \quad (7.5)$$

где N – объем бетонных работ, м^3 (953589 м^3),

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$),

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 4 61 010 01 20 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{145 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,9 \text{ т.} \quad (7.6)$$

где N – количество арматуры, т (145т)

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

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

Таким образом в результате строительства будет образовано 42912 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2.9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.3.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха». №96–ФЗ от 4 мая 1999 г (изм. 13 июля 2015 г.).

- Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно–технические и технологические мероприятия: укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;

- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;

- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;

- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;

- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах;

- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.3.4 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Конкудерский гидроузел расположен в Иркутской области на реке Конкудера. Протекает по Северо-Байкальскому нагорью, где на 43 километре от устья соединяется с Малой Конкудери и с этого места называется Конкудери.

Плотность населения в этом районе Российской Федерации невысока 3,09 чел./км². В прилежащих к месту строительства гидроэлектростанции районах находится поселок Конкудера, население которого составляло 583 человек на 2005 г, в данный момент поселок нежилой. Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 19 тыс.км², в том числе 0 га сельскохозяйственных земель, 19 тыс. га лесопокрытой площади. На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты и населенные пункты.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входит:

- санитарная очистка территорий кладбищ, расположенных в пределах затопления;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.3.5 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 – ФЗ от 3.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и

сельского хозяйства определяются в проекте водоохраной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчётов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохраной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохраной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно–защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 в водоохраной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно–техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навоз содержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горюче смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно–допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохраной зоне запрещается:

- распашка земель;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

7.3.6. Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно–чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение

оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

1. Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
2. Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;
3. Сточные производственные воды сбрасывать в водоем незагрязненными;
4. Хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоем очищать и хлорировать;
5. Твердые осадки из отстойников вывозить на свалки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

– регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязненных вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

– при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязненных вод и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

8 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2020	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	570	570	570	570	570
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	2280000	2280000	2280000	2280000	2280000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	31920	31920	31920	31920	31920
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	2248080	2248080	2248080	2248080	2248080
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1007	1042	1077	1110	1143
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	2263,8	2342,5	2421,2	2495,4	2569,6
НДС к выручке	млн.руб	377,30	390,42	403,53	415,89	428,26

Вывод: С 2020 до 2033 года доходов нет, в связи с большими расходами на строительство и отсутствием выработки электроэнергии для реализации. Реализация электроэнергии начнётся после пуска первого гидроагрегата в 2033 году. Выручка от реализации электроэнергии будет увеличиваться с увеличением объемов продаж после запуска очередного гидроагрегата. Так же увеличения выручки планируется при повышении тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

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

дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности (табл.8.2).

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Величина, млн. руб.
Расходы на оплату труда	255,2	145,46
Прочие расходы	274	156,18
Итого	-	301,64

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.2.

Удельные значения расходов на ремонт оборудования для новых объектов генерации в проценте от величины инвестиций (в ценах базового года) представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

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

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	77,16
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/МВт·ч	3,8
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/МВт·ч	0,73
Итого		81,69

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

График Кэш-Фло, распределение денежных средств по годам проекта, представлен на рисунке 8.1.

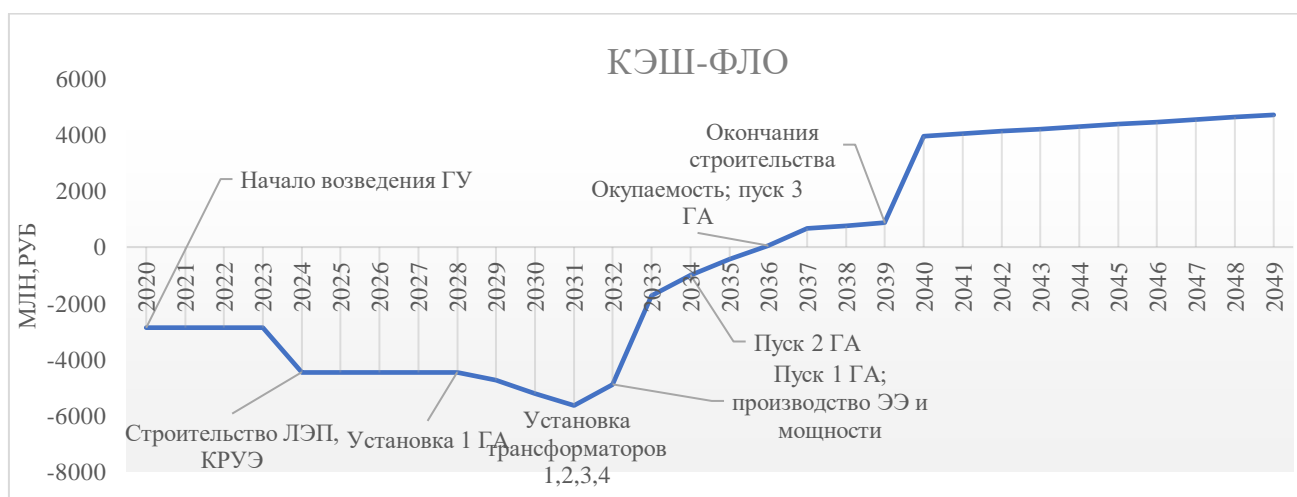


Рисунок 8.1 – График КЭШ-ФЛО

Вывод: Самоокупаемость станция достигнет 2036 году после запуска 3 гидроагрегата. До этого времени основные денежные потоки направлялись на строительства гидроэлектростанции. Расходы снижались поэтапно, в связи с

вводом в эксплуатацию гидроагрегатов и вспомогательного оборудования. Период окупаемости составляет 16 лет (192 мес).

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2024	2028	2033	2037
Амортизационные отчисления, млн.руб.	114912	178315,59	178315,59	205841,99	122035,33
Расходы на страхование, млн.руб.	2298,24	3566,31	3566,31	4116,84	2440,71
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	301644	301644	301644	301644	301644
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1149,12	1783,156	2674,734	3087,630	2440,707
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	81690	81690	81690	81690	81690
Налог на воду, млн.руб.	10944	10944	10944	10944	10944
Итого, млн.руб.	512637,36	577943,06	578834,64	607324,46	521194,75

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы рисунок 8.2.

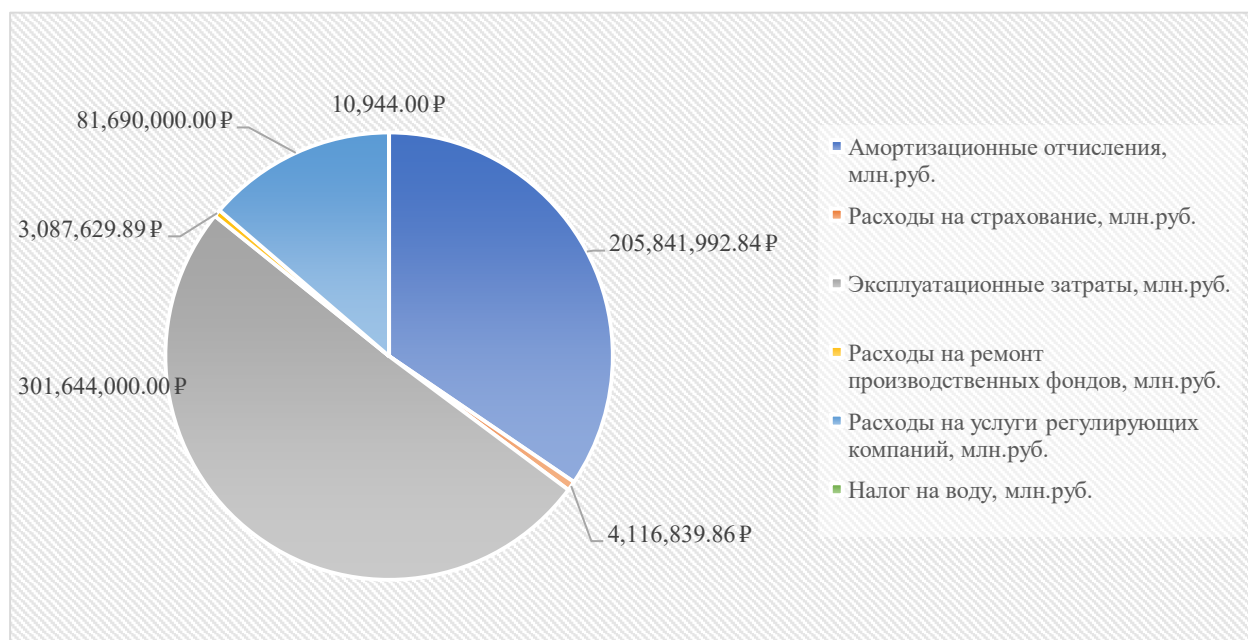


Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: За период с 2020 по 2037 не именными остаются суммы расходов на расходы на услуги регулирующих компаний (81690 млн. руб), водный налог (10944 млн.руб) и эксплуатационные затраты (301644 млн.руб). Наблюдается не

значительный рост, а в дальнейшем снижение расходов на страхование. Рост амортизационных отчислений и расходов на ремонт производственных фондов, объясняется вводом в эксплуатации гидроагрегатов и вводов нового оборудования.

8.3 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 приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2024	2028	2033	2037
Налог на прибыль, млн.руб.	-102,527	-115,589	-115,767	605,031	744236,518
НДС, млн.руб.	377,30	377,30	377,30	377,30	377,30
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	15300	15300	16758,6	34510	15300
Налог на имущество, млн.руб.	1264032	1264032	1264032	1264032	1264032
Итого, млн.руб.	1279606,77	1279593,71	1281052,13	1299524,33	2023945,82

Вывод: до 2033 года налог на прибыль организации не оплачивался, так как не было выручки от реализации ЭЭ. После ввода третьего гидроагрегата сумма налогов увеличилась был начислен налог на прибыль. Налог на имущество увеличился связи с вводом в эксплуатацию новых объектов.

8.4 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 8.7 и на рисунке 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2033	2034	2035	2036	2037
Выручка (нетто), млн.руб.	3426,84	3498,14	3571,78	3645,50	3721,58
Текущие расходы, млн.руб.	607,32	580,26	560,36	543,72	521,19
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	2819,52	2917,87	3011,42	3101,78	3200,39
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	563,903	583,575	602,284	620,357	640,077
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2255,614	2334,299	2409,138	2481,427	2560,310
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

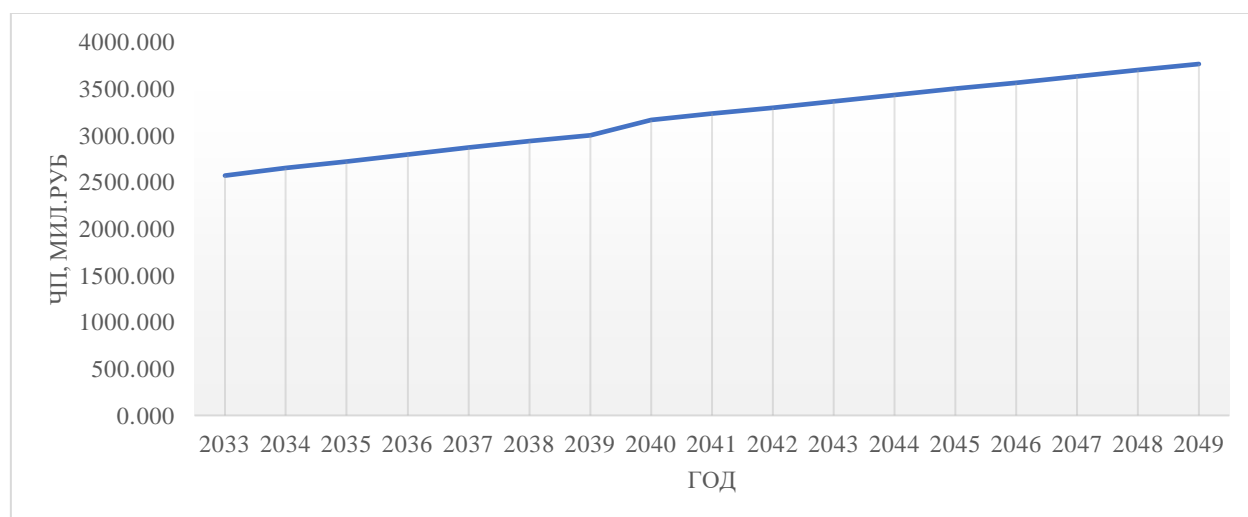


Рисунок 8.4 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

Вывод: До ввода первого гидроагрегата и реализации полученной электроэнергии прибыль отсутствовала. В 2033 года после пуска первого гидроагрегата и ввода в эксплуатацию остальных трёх гидроагрегатов, наблюдается стабильный рост прибыли.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

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.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Конкудерской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 2020 года.
- 3) Предполагается что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Основные показатели эффективности реализации проекта

Наименование	значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	192
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,14
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,5
Удельные капиталовложения, руб/Квт	126000

Вывод: проект является коммерчески эффективным, так как чистый приведенный доход положительный, индекс прибыльности больше 1, себестоимость электроэнергии достаточно небольшая – 0,5 руб/кВт·ч.

9 Эксплуатация сороудерживающих решеток в зимнее время

9.1 Технические требования

Механическое оборудование гидротехнических сооружений и средства его дистанционного или автоматического управления и сигнализации должны быть в исправности и находиться в состоянии готовности к работе.

Сороудерживающие решётки водозаборного сооружения, которые препятствуют попаданию крупных объектов и водного мусора в водозаборное сооружение. Сороудерживающая решётка (В) 2.20 x (Н) 2.00 метров наклонена на/под 26° от вертикального положения. Сороудерживающая решётка изготовлена из стальных плоских стержней (30 x 5 мм), сваренных внутренним швом в стальные угловые рамы. Ширина между стержнями 25 мм. Рамки вставлены в приготовленные пазы. Решетки очищаются вручную.

Сороудерживающие решетки водопропускных сооружений должны удовлетворять следующим требованиям:

- Прочности и устойчивости в пределах заданных и нормативных нагрузок;
- Свободного маневрирования в спокойной воде (кроме стационарных решёток);
- Обеспечения удерживания плавающих и влекомых потоком воды тел;
- Возможности очистки с помощью сороочистных механизмов или, в отдельных случаях, вручную (под водой или на поверхности).

Установка и разборка сороудерживающих решеток осуществляются в соответствии с их конструктивным устройством и с помощью принятых для эксплуатации решеток видов подъемных устройств. Порядок маневрирования решетками, включая вопросы транспортирования отдельных секций решеток к месту складирования или ремонта, должен быть отражен в стандартах ГЭС (местных производственных инструкциях) по эксплуатации и техническому обслуживанию механического оборудования.

Основной задачей эксплуатации механического оборудования гидросооружений является обеспечение безотказного его действия в течение всего времени нахождения в эксплуатации, что достигается проведением ряда мероприятий по предупреждению и ликвидации неполадок и аварий.

Необходимо постоянно автоматически измерять перепад уровней на сороудерживающих решетках. Установка и тарирование соответствующей измерительной аппаратуры осуществляется специализированной организацией или силами технического персонала гидроэлектростанции. Максимально допустимый перепад устанавливается проектной организацией.

Сороудерживающие решетки должны систематически очищаться от скопившихся на них и перед ними в процессе эксплуатации сора и плавающих тел. Очистка решеток и пространства перед ними должна осуществляться предусмотренными для этой цели механизмами - решеткоочистными

машинами, грейферами или иными устройствами в соответствии с указаниями стандартов ГЭС (местных производственных инструкций) по эксплуатации и техническому обслуживанию механического оборудования.

Сороудерживающие решетки не должны испытывать вибрации ни при каких эксплуатационных режимах работы.

В случае необходимости следует прибегать к помощи водолазов.

На время технологического ремонта сороудерживающей решетки водовод должен перекрываться.

При перемещении решеток в пределах гидросооружения необходимо соблюдать заданные в рабочей документации их проносные габаритные размеры в транспортном положении (дорожный просвет), а также рекомендуемые меры предосторожности при подвеске (цепке), перевозке и установке в пазы или в затворохранилище.

9.2 Эксплуатация в зимнем режиме

Зимний режим эксплуатации электростанции является весьма ответственным в части обеспечения бесперебойной работы водозаборных и водопроводящих гидротехнических сооружений. В период ледовых явлений на электростанциях могут возникать различные затруднения в эксплуатации: частичная или полная закупорка водозаборов, обмерзание водопроводящего тракта, обмерзание механического оборудования (затворов, подъемных механизмов, сороудерживающих решёток) и др.

Из-за неблагоприятных ледовых явлений нарушается нормальная работа электростанции, например, может происходить снижение мощности, а иногда и полная остановка работы электростанции. В связи с этим подготовке к эксплуатации электростанции в зимних условиях уделяется серьезное внимание.

Механическое оборудование плотины, включающее затворы, их механизмы, опорно-ходовые части, уплотнения, сороудерживающие решетки и др., в процессе работы испытывает неблагоприятные воздействия со стороны воды, наносов, льда, ветра, колебаний температуры и др.

При подготовке механического оборудования к эксплуатации в зимний период должны быть осуществлены следующие мероприятия:

- проверка готовности решеток и механизмов по их очистке; очистка решеток от сора;
- проверка исправности устройств обогрева затворов, решеток, пазов, закладных частей и бетона гидросооружений;
- проверка достаточности обогрева помещений, где расположены подъемные механизмы затвора, и, в случае необходимости, установка дополнительных электропечей, обеспечение возможности переброски теплого воздуха из машинного зала и т.п.;
- подготовка специальных смазок для механического оборудования, эксплуатация которого будет происходить при низких температурах;

– при необходимости, создание сменных бригад по сбросу льда, шуги и т.п.

Скорость воды в реке препятствует образованию льда. Поэтому при отрицательных температурах воздуха до образования ледостава осенью и после вскрытия льда весной вода переохлаждается, и ее температура вследствие турбулентности потока может стать отрицательной. Это вызывает образование внутриводного льда – шуги, которая представляет собой беспорядочно движущиеся в воде кристаллы льда. В зависимости от количества образовавшейся шуги она может частично или полностью заполнять сечение русла реки, затрудняя водозабор.

При малоподвижной воде (скорости до 0,5 м/с) с установлением отрицательных среднесуточных температур воздуха температура воды быстро снижается на поверхности до нуля (самая плотная и теплая вода при +4 °С – на дне). Дальнейшее похолодание приводит к тому, что поверхностный слой воды переохлаждается до –1,4 °С. При попадании из атмосферы затравок (снежинок, пылинок) на них и на взвешанных веществах в воде возникают кристаллы льда. Они смерзаются и образуют плавающие ледяные пленки. Последние постепенно смерзаются и дают начало ледяному покрову, который со временем утолщается.

В подвижной воде (при скоростях свыше 0,5 м/с и при ветре) за счет турбулентного перемешивания кристаллы льда и переохлажденные пленки (внутриводный лед) увлекаются в толщу потока и спускаются до дна. Там они примерзают к поверхностям выступающих переохлажденных элементов дна и становятся затравкой для дальнейшего роста кристаллов – образуется донный лед. Из-за притока тепла от пород русла донный лед оттаивает, отрывается и всплывает, образуя с внутриводным льдом шугу. Вместе с кристаллами льда может флотировать песок, гравий и даже камни. Донный лед образуется в холодное ночное время, а днем всплывает и образует во второй половине дня шугоход.

Шуга, двигаясь с течением реки, попадает к водозаборам. При этом ледяная взвесь обволакивает водоприемные сооружения, намерзает на прутья решеток и под действием возникающего перепада уровней воды резко уплотняется, создает ледяной щит, что приводит к прекращению приема воды. Следует иметь в виду, что кристаллические и гидрофильные вещества обмерзают быстрее. Ледяная взвесь без песка легкая и плышет в верхних потоках. Но шуга, содержащая песок, может перемещаться по всей толще.

Наиболее интенсивно наледи образуются на стрелках и по наружным граням решеток, где протекает вода, происходит обмерзание стержней в случаях кристаллизации на стержнях переохлажденной воды и намерзания на них шуги или снежуры, плывущих в потоке. Стержни соросудерживающих решеток должны быть изготовлены из гидрофобных материалов или покрыты ими. Для удаления шуги из береговых водоприемных колодцев и сеточных камер должны предусматриваться соответствующие приспособления. Одним из способов предотвращения льдообразования на решетках является их

обогрев, для обогрева этого в холодное время устанавливают обогревающие устройства.

Обогрев должен осуществляться заблаговременно, до начала переохлаждения воды. Несмотря на то, что воду или стержни решеток необходимо нагреть всего на $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ выше нуля, эти мероприятия чрезвычайно энергоемки. На время шугохода опускаются решеткереостаты с электропроводящими прутьями, которые подогреваются электротоком до $0,01\text{--}0,02\text{ }^{\circ}\text{C}$, и обмерзание не происходит. Например, мощность, которую необходимо затратить для электрообогрева стержней решеток – $3\text{--}8\text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$ воды, что для водозабора средней производительности $20\text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ составляет $60\text{--}160\text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}/\text{сут}$. В улучшенном варианте используются решетки с индукционным обогревом – ток пропускается непосредственно по стержням или, если последние представляют собой трубки, обогрев их производят, закладывая внутрь электрическую грелку или пропуская по трубам нагретый теплоноситель (воду, трансформаторное масло). Обогрев решеток производится с помощью горячей воды и пара, которые могут циркулировать по полым стержням или же выпускаться через отверстия перед входными окнами. При этом пар можно получать от передвижных парогенераторов. Поскольку оголовки русловых водозаборов малодоступны в зимнее время, для них электрообогрев решеток не применяется. В этом случае русловые водозаборы должны иметь надежные промывные устройства, позволяющие в любое время освободить оголовки, решетки, сифонные или самотечные линии от шуги. Обогрев не может предохранить решетку от механической забивки комьями шуги и поверхностным льдом. Для исключения образования на стержнях решетки поверхностного льда ее полностью погружают в воду или утепляют выступающую из воды часть решетки так, чтобы ее температура была не ниже $0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Способы подогрева массы воды и водоприемных решеток эффективны при среднем количестве шуги в реке для водозаборов средней и большой производительности.

Задачей обогрева сороудерживающих решеток является защита их от обмерзания, для чего температура поверхности стержней должна быть на десятые доли градуса выше нуля. Обогрев не может предохранить решетку от механического ее забивания льдинами или комьями смерзшегося внутриводного льда. В этих случаях обогрев существенно облегчает расчистку решетки механическими средствами. Для обогрева стержней решетки наиболее часто применяются два способа: непосредственное пропускание электрического тока по стержням и индукционный способ.

Расчет тепловой мощности источников электроэнергии для обогрева решеток производится в зависимости от условий обогрева (равномерного, дифференцированного по участкам поверхности, лобового и др.). Отметим, что расход электроэнергии на обогрев решеток является значительным: для площади отверстия 200 м^2 мощность установки составляет $0,1\text{--}1\text{ МВт}$.

Для предотвращения забивки шугой сороудерживающих решеток, а также решеток технического водоснабжения необходимо при появлении

признаков шуги в потоке включать электрообогрев сороудерживающих решеток.

В случае пропуска шуги через решетки их обогрев должен производиться в течение всего периода пропуска.

Обогрев производят электрическим током, горячей водой или воздухом. Воду обычно нагревают электрическим током в бойлерах, установленных на быках.

Обогрев непосредственно пропуском электрического тока вносит меньшие усложнения в конструкцию закладных частей и в их эксплуатацию. Электрообогрев решеток обычно обслуживает отдельный трансформатор. Большая мощность трансформаторов и их габариты иногда затрудняют размещение их на быках.

Для обеспечения бесперебойной работы сороудерживающих решёток необходимо периодически осматривать и исправлять замеченные дефекты, заменять износившиеся детали.

Во избежание образования плотного льда периодически выпускают струи сжатого воздуха.

9.3 План мероприятия для подготовки гидроузла к морозному периоду

Содержание мероприятия:

1. Проверка к готовности к действию затворов и механизмов, обслуживающих их, а также исправности уплотнений.
2. Слив отстоя воды и долив масла до зимних уровней в маслонаполненном оборудовании.
3. Подготовка потокообразователей ВСП к работе в ОЗП.
4. Подготовка баков аварийного слива масла трансформаторов к эксплуатации в зимних условиях (осмотр, откачивание воды).
5. Проверка шугосигнализаторов.
6. Перевод системы температурного контроля гидроагрегатов на зимние уставки.
7. Проверка работоспособности средств связи и средств диспетчерского технологического управления.
8. Проверка исправности устройств для обогрева и утепления затворов, решеток, пазов, закладных частей и механизмов подъема.
9. Проведение внеплановых инструктажей причастному персоналу службы эксплуатации, оперативной службы, службы технологических систему управления, службы мониторинга оборудования и гидротехнических сооружений по особенностям работы и обеспечении безопасности труда в зимних условиях
10. Проверка укомплектованности персонала средствами индивидуальной защиты (в том числе спецодеждой), инструментом и приспособлениями.

11. Подготовка электроотопления помещений здания ГЭС, помещений охраны к работе в ОЗП.
12. Закрытие и уплотнение вентиляционных проемов машинного зала и щитового отделения.
13. Опорожнение и продувка водяного трубопровода ВСП.
14. Очистка дренажных лотков, коллекторов для удаления ливневых стоков и их колодцев на территории и на земляных сооружениях.
15. Организация и проведение комиссионного осмотра ГТС, зданий и сооружений с целью проверки готовности к зиме.
16. Подготовка к работе в зимних условиях очистных сооружений.
17. Обеспечение готовности гидромеханического оборудования (в том числе кранового оборудования) к маневрированию затворами в условиях низких температур наружного воздуха.
18. Проверка работоспособности внутреннего и наружного освещения помещений, зданий, сооружений и территории.
19. Проверка работы систем и механизмов ворот монтажной площадки и щитового отделения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Конкудерского гидроузла на реке Конкудера, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе в ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 570 МВт и среднемноголетняя выработка 1,54 млрд. кВт·ч.

На втором этапе было определено 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 – 58,3 м;
- расчетный – 46,3 м;
- минимальный – 36,2 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1524 м³/с.

При выборе турбин рассматривались следующие варианты: ПЛ60-В, РО75-В, ПЛД60-В60°. По результатам расчетов был определен вариант с 4 гидротурбинами ПЛД60-В60°-670.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-660/165-32 с номинальной активной мощностью 150 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (4 единичных блока, 2 отходящих воздушных линий) КРУЭ 5000 кВ – "три присоединения на четыре выключателя (3/4)". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочные трансформаторы ТДЦ– 250000/500,
- ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 400/51 (три провода в фазе).
- ВГГ–20/10000 – вакуумный выключатель с пружинным приводом, компании «Контакт».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 78,0 м;
- станционная бетонная плотина – 110,0 м;
- глухая сопрягающая водосливную и станционную – 13,0 м;
- бетонная левобережная плотина – 87,0 м;

- бетонная правобережная плотина – 65,0 м;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 43,0 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 318,00 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий в свету – 9,0 м;
- отметка гребня – 383,60 м;
- ширина гребня – 30,0 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется отброс струи.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,26 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Конкудерского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

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

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 16 лет;
- себестоимость – 0,5 руб/кВт
- удельные капиталовложения – 126000 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Конкудерского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Топографические карты края [Электронный ресурс] // «Карта реки Ангара от Богучанской ГЭС до устья» – Режим доступа: <http://only-maps.ru/>
2. Интернет-энциклопедия Красноярского края [Электронный ресурс] // «Мотыгинский район». – Режим доступа: <http://my.krskstate.ru/>
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
4. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files//company/reports/ups-review/2015/ups_balance_analysis_2015q4.pdf
5. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
6. Затева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
7. Барлит, В.В. Гидравлические турбины: учеб. пособие / В.В. Барлит. – Киев: Высшая школа, 1977. – 360 с.
8. Гидроэлектрические станции: учебник для вузов / под ред. Ф.Ф. Губина, Г.И. Кривченко. - 2-е изд., перераб. - М.: Энергия, 1980. - 367 с.: ил.
9. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
10. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
11. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
12. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.
13. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>

15. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

16. Каталог «Сухие трансформаторы» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Чебоксарский электрозавод Трансформатор». – Режим доступа: <https://cheb-transformator.com/>

17. Приказ Минстроя РФ от 14.09.92 N 209/пр. Москва [Электронный ресурс] // «Минстрой России». – Режим доступа: <http://www.minstroyrf.ru/>

18. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 608с.

19. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

20. Каталог «Новые разработки предприятия ВВП-220» [Электронный ресурс] // «Научно-производственное предприятие «Контакт»». – Режим доступа: <http://www.kontakt-saratov.ru/>

21. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО»». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

22. Каталог «Технический каталог элегазового оборудования» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО»». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>

23. Каталог «Трансформаторы тока, трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ООО «Промышленный союз».– Режим доступа: <http://promsouz.com/>

24. Каталог «Вакуумные выключатели» [Электронный ресурс] // «Концерн «Высоковольтный союз». – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/ru>

25. Каталог «Разъединители 10 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО»». – Режим доступа <http://www.zeto.ru>

26. Каталог «Трансформаторы тока, трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ООО «Промышленный союз».– Режим доступа: <http://promsouz.com/>

27. Каталог «Трансформаторы напряжения НОЛ.12» [Электронный ресурс] // «ОАО «АльянсЭнерго». – Режим доступа: <http://all-energo.ru/>

28. Каталог «Ограничители перенапряжений 0,4-750 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО Полимер-аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru/>

29. 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.

30. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

31. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 40 с.

32. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехническое сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
33. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
34. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
35. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996.
36. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
37. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042гг. – Введ. 16.01.2017 – Москва: «РусГидро», 2017 – 42 с.
38. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
39. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
40. Налоговый кодекс Российской Федерации: в 2 ч.: по состоянию на 10 окт. 2015 г. – Москва: Кнорус, 2015. – 1040 с.
41. Каскад Ангарских ГЭС [Электронный ресурс]: свободная статья от 19.02.2017 // Материал из «Википедии» – свободной энциклопедии. – Режим доступа: [http:// ru.wikipedia.org/wiki](http://ru.wikipedia.org/wiki)
42. Об утверждении Правил использования водных ресурсов Богучанского водохранилища: Правила использования водных ресурсов Богучанского водохранилища от 20.11.2015 №244
43. Ангарский производственный участок Подтёсовской РЭБ АО «Енисейское речное пароходство» [Электронный ресурс]: статья от 06.06.217 // – Режим доступа: <https://www.e-river.ru>
44. Обоснование инвестиций в строительстве Мотыгинской ГЭС на р. Ангаре [Электронный ресурс]: Резюме нетехнического характера, ООО «Геола», Красноярск 2009 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
45. Маркетинговая стратегия Мотыгинской ГЭС – Фонд энергетического развития, М., 2007

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдений за р. Конкудера за период 1933-2013 гг. Среднемесячные и среднегодовые расходы воды

годы	Расходы в метрах кубических в секунду											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1933	170	254	380	540	658	625	551	485	396	256	215	165
1934	150	234	360	520	638	605	531	465	376	236	195	145
1935	155	239	365	525	643	610	536	470	381	241	200	150
1936	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159
1937	152	236	362	522	640	607	533	467	378	238	197	147
1938	172	256	382	542	660	627	553	487	398	258	217	167
1939	178	262	388	548	666	633	559	493	404	264	223	173
1940	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159
1941	173	257	383	543	661	628	554	488	399	259	218	168
1942	161	245	371	531	649	616	542	476	387	247	206	156
1943	169	253	379	539	657	624	550	484	395	255	214	164
1944	158	242	368	528	646	613	539	473	384	244	203	153
1945	169	253	379	539	657	624	550	484	395	255	214	164
1946	168	252	378	538	656	623	549	483	394	254	213	163
1947	167	251	377	537	655	622	548	482	393	253	212	162
1948	157	241	367	527	645	612	538	472	383	243	202	152
1949	181	265	391	551	669	636	562	496	407	267	226	176
1950	173	257	383	543	661	628	554	488	399	259	218	168
1951	174	258	384	544	662	629	555	489	400	260	219	169
1952	158	242	368	529	655	622	547	481	394	258	216	161
1953	138	222	362	509	635	602	527	461	374	238	196	141
1954	143	227	367	514	640	607	532	466	379	243	201	146
1955	152	236	376	523	649	616	541	475	388	252	210	155
1956	140	224	364	511	637	604	529	463	376	240	198	143
1957	160	244	384	531	657	624	549	483	396	260	218	163
1958	176	260	386	546	664	631	557	491	402	262	221	171
1959	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159
1960	172	256	382	542	660	627	553	487	398	258	217	167
1961	161	245	371	531	649	616	542	476	387	247	206	156
1962	172	256	382	542	660	627	553	487	398	258	217	167
1963	171	255	381	541	659	626	552	486	397	257	216	166
1964	174	258	384	544	662	629	555	489	400	260	219	169
1965	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159
1966	167	236	385	531	689	630	552	489	398	265	202	142
1967	138	222	362	509	635	602	527	461	374	238	196	141
1968	163	247	373	533	651	618	544	478	389	249	208	158
1969	165	249	375	535	653	620	546	480	391	251	210	160
1970	171	255	381	541	659	626	552	486	397	257	216	166
1971	167	251	377	537	655	622	548	482	393	253	212	162
1972	162	246	372	532	650	617	543	477	388	248	207	157
1973	170	254	380	540	658	625	551	485	396	256	215	165
1974	159	243	369	529	647	614	540	474	385	245	204	154
1975	169	253	379	539	657	624	550	484	395	255	214	164
1976	168	252	378	538	656	623	549	483	394	254	213	163
1977	171	255	381	541	659	626	552	486	397	257	216	166
1978	162	246	372	532	650	617	543	477	388	248	207	157
1979	171	255	381	541	659	626	552	486	397	257	216	166
1980	136	220	360	507	633	600	525	459	372	236	194	139
1981	160	244	370	530	648	615	541	475	386	246	205	155
1982	162	246	372	532	650	617	543	477	388	248	207	157

Окончание таблицы А.1.

годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1983	169	253	379	539	657	624	550	484	395	255	214	164
1984	165	249	375	535	653	620	546	480	391	251	210	160
1985	163	247	373	533	651	618	544	478	389	249	208	158
1986	161	245	371	531	649	616	542	476	387	247	206	156
1987	168	252	378	538	656	623	549	483	394	254	213	163
1988	159	243	369	529	647	614	540	474	385	245	204	154
1989	169	253	379	539	657	624	550	484	395	255	214	164
1990	163	247	373	533	651	618	544	478	389	249	208	158
1991	161	245	371	531	649	616	542	476	387	247	206	156
1992	169	253	379	539	657	624	550	484	395	255	214	164
1993	155	239	365	525	643	610	536	470	381	241	200	150
1994	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159
1995	152	236	362	522	640	607	533	467	378	238	197	147
1996	160	244	370	530	648	615	541	475	386	246	205	155
1997	149	233	359	519	637	604	530	464	375	235	194	144
1998	159	243	369	529	647	614	540	474	385	245	204	154
1999	158	242	368	528	646	613	539	473	384	244	203	153
2000	146	230	356	516	634	601	527	461	372	232	191	141
2001	160	244	370	530	648	615	541	475	386	246	205	155
2002	161	245	371	531	649	616	542	476	387	247	206	156
2003	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159
2004	161	245	371	531	649	616	542	476	387	247	206	156
2005	170	254	380	540	658	625	551	485	396	256	215	165
2006	171	255	381	541	659	626	552	486	397	257	216	166
2007	162	246	372	532	650	617	543	477	388	248	207	157
2008	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159
2009	173	257	383	543	661	628	554	488	399	259	218	168
2010	172	256	382	542	660	627	553	487	398	258	217	167
2011	178	262	388	548	666	633	559	493	404	264	223	173
2012	164	248	374	534	652	619	545	479	390	250	209	159
2013	163	247	373	533	651	618	544	478	389	249	208	158

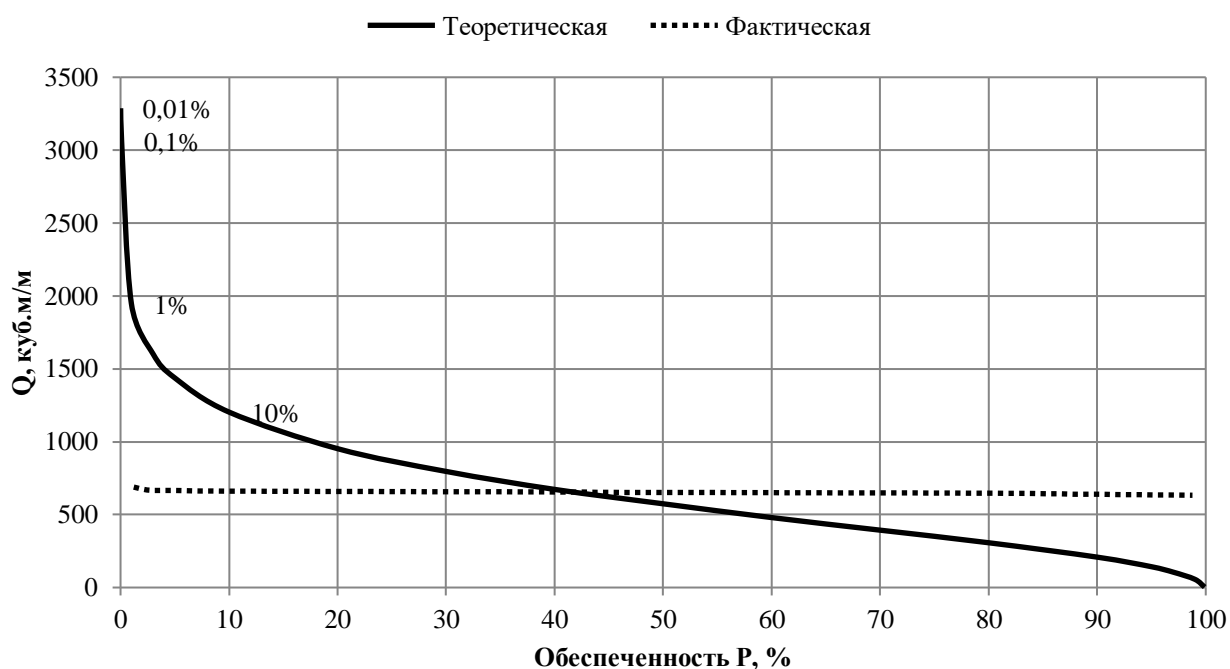


Рисунок А.1 – Кривая обеспеченности средних максимальных расходов для сооружений I класса

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зима				Лето			
Часы	Рранжир, МВт	ΔP_{Σ} , МВт	$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$, МВт·ч	Часы	Рранжир, МВт	ΔP_{Σ} , МВт	$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$, МВт·ч
1	5472	1	1	1	4110	11	11
2	5471	67	133	2	4099	19	27
3	5405	119	289	3	4091	26	48
4	5353	120	293	4	4084	74	240
5	5352	126	323	5	4036	80	270
6	5346	203	785	6	4030	82	282
7	5269	208	820	7	4028	83	289
8	5264	225	956	8	4027	134	697
9	5247	270	1361	9	3976	166	985
10	5202	290	1561	10	3944	238	1705
11	5182	308	1759	11	3872	431	3828
12	5164	318	1879	12	3679	440	3936
13	5154	371	2568	13	3670	709	7433
14	5101	434	3450	14	3401	745	7937
15	5038	511	4605	15	3365	1065	12737
16	4961	532	4941	16	3045	1119	13601
17	4940	635	6692	17	2991	1289	16491
18	4837	699	7844	18	2821	1307	16815
19	4773	731	8452	19	2803	1386	18316
20	4741	735	8532	20	2724	1489	20376
21	4737	752	8889	21	2621	1512	20859
22	4720	792	9769	22	2598	1523	21101
23	4680	885	11908	23	2587	1582	22458
24	4587	5472	121996	24	2528	4110	83130

Таблица А.3 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$\gamma_{лет}^{сут}$	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт
1	0,93	5449	4834
2	0,91	5273	4591
3	0,89	4967	4243
4	0,88	4615	3866
5	0,86	4309	3539
6	0,84	4133	3327
7	0,84	4133	3327
8	0,86	4309	3539
9	0,88	4615	3866
10	0,89	4967	4243
11	0,91	5273	4591
12	0,93	5449	4834

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Среднегодовые, среднеполоводные и среднемеженные расходы (в ранжированном порядке) с расчетной обеспеченностью

m	P, %	Годы	Q _{ср.г.} , м ³ /с	Годы	Q _{ср. п.} , м ³ /с	Годы	Q _{ср. м.} , м ³ /с
1	1	1949	402	1949	554	1949	251
2	2	1939	399	1939	551	1939	248
3	4	2011	399	2011	551	2011	248
4	5	1958	397	1958	549	1958	246
5	6	1951	395	1966	548	1951	244
6	7	1964	395	1951	547	1964	244
7	9	1941	394	1964	547	1941	243
8	10	1950	394	1941	546	1950	243
9	11	2009	394	1950	546	2009	243
10	12	1938	393	2009	546	1938	242
11	13	1960	393	1938	545	1960	242
12	15	1962	393	1960	545	1962	242
13	16	2010	393	1962	545	2010	242
14	17	1963	392	2010	545	1963	241
15	18	1970	392	1963	544	1970	241
16	20	1977	392	1970	544	1977	241
17	21	1979	392	1977	544	1979	241
18	22	2006	392	1979	544	2006	241
19	23	1933	391	2006	544	1933	240
20	24	1973	391	1933	543	1973	240
21	26	2005	391	1973	543	2005	240
22	27	1966	391	2005	543	1943	239
23	28	1943	390	1943	542	1945	239
24	29	1945	390	1945	542	1975	239
25	30	1975	390	1975	542	1983	239
26	32	1983	390	1983	542	1989	239
27	33	1989	390	1989	542	1992	239
28	34	1992	390	1992	542	1957	238
29	35	1946	389	1946	541	1946	238
30	37	1976	389	1976	541	1976	238
31	38	1987	389	1987	541	1987	238
32	39	1957	389	1957	540	1947	237
33	40	1947	388	1947	540	1971	237
34	41	1971	388	1971	540	1952	236
35	43	1952	387	1952	538	1969	235
36	44	1969	386	1969	538	1984	235
37	45	1984	386	1984	538	1936	234
38	46	1936	385	1936	537	1940	234
39	48	1940	385	1940	537	1959	234
40	49	1959	385	1959	537	1965	234
41	50	1965	385	1965	537	1994	234
42	51	1994	385	1994	537	2003	234
43	52	2003	385	2003	537	2008	234
44	54	2008	385	2008	537	2012	234
45	55	2012	385	2012	537	1968	233
46	56	1968	384	1968	536	1985	233
47	57	1985	384	1985	536	1990	233
48	59	1990	384	1990	536	2013	233
49	60	2013	384	2013	536	1966	233
50	61	1972	383	1972	535	1972	232
51	62	1978	383	1978	535	1978	232

Окончание таблицы Б.1.

m	P, %	Годы	Q _{ср.г} , м ³ /с	Годы	Q _{ср. п} , м ³ /с	Годы	Q _{ср. м} , м ³ /с
52	63	1982	383	1982	535	1982	232
53	65	2007	383	2007	535	2007	232
54	66	1942	382	1942	534	1942	231
55	67	1961	382	1961	534	1961	231
56	68	1986	382	1986	534	1986	231
57	70	1991	382	1991	534	1991	231
58	71	2002	382	2002	534	2002	231
59	72	2004	382	2004	534	2004	231
60	73	1981	381	1981	533	1955	230
61	74	1996	381	1996	533	1981	230
62	76	2001	381	2001	533	1996	230
63	77	1955	381	1955	532	2001	230
64	78	1974	380	1974	532	1974	229
65	79	1988	380	1988	532	1988	229
66	80	1998	380	1998	532	1998	229
67	82	1944	379	1944	531	1944	228
68	83	1999	379	1999	531	1999	228
69	84	1948	378	1948	530	1948	227
70	85	1935	376	1935	528	1935	225
71	87	1993	376	1993	528	1993	225
72	88	1937	373	1937	525	1937	222
73	89	1995	373	1995	525	1995	222
74	90	1954	372	1954	523	1954	221
75	91	1934	371	1934	523	1934	220
76	93	1997	370	1997	522	1997	219
77	94	1956	369	1956	520	1956	218
78	95	2000	367	2000	519	1953	216
79	96	1953	367	1953	518	1967	216
80	98	1967	367	1967	518	2000	216
81	99	1980	365	1980	516	1980	214

Таблица Б.2 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Мощности в мегаваттах

Месяц	P _{max} , МВт	P _{ср} , МВт
1	6274	5686
2	5922	5371
3	5313	4821
4	4610	4186
5	4001	3635
6	3649	3317
7	3649	3317
8	4001	3635
9	4610	4186
10	5313	4821
11	5922	5371
12	6274	5686

Таблица Б.3 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в маловодном году

t мес	Qпр.90%	Q _{вдхр}	ΔQисп	ΔQф	ΔQлд	Qвхк	QГЭС	Qнб	Vвб Н	ΔV	Vвб К	Zвб Н	Zвб к	Zвб ср	Zнб	Н	НГЭС гар	t сут	tc
XI	201	314	0	1	-1	85	513	514	8,40	0,81	7,59	380,00	379,80	379,9	323,8	55,4	253	30	2592000
XII	146	879	0	0	2	85	1027	1027	7,59	2,35	5,23	379,80	379,01	379,4	324,5	54,3	496	31	2678400
I	143	981	0	0	-3	85	1121	1121	5,23	2,63	2,60	379,01	370,75	374,9	324,5	49,7	496	31	2678400
II	227	468	0	1	-2	85	692	693	2,60	1,13	1,47	370,75	361,40	366,1	324,3	41,2	254	28	2419200
III	367	-282	1	1	1	85	84	85	1,47	-0,76	2,23	361,40	368,59	365,0	321,1	43,3	32	31	2678400
IV	514	-427	2	1	0	85	84	85	2,23	-1,11	3,33	368,59	374,93	371,8	321,1	50,1	37	30	2592000
V	640	-553	3	2	1	85	83	85	3,33	-1,48	4,82	374,93	378,62	376,8	321,1	55,1	41	31	2678400
VI	607	-519	4	2	1	85	83	85	4,82	-1,35	6,16	378,62	379,36	379,0	321,1	57,3	42	30	2592000
VII	532	-445	3	2	1	85	83	85	6,16	-1,19	7,35	379,36	379,74	379,5	321,1	57,8	43	31	2678400
VIII	466	-379	2	2	0	85	83	85	7,35	-1,02	8,37	379,74	379,99	379,9	321,1	58,2	43	31	2678400
IX	379	-14	1	1	0	85	363	364	8,37	-0,04	8,40	379,99	380,00	380,0	323,3	56,1	181	30	2592000
X	243	0	0	1	0	85	242	243	8,40	0,00	8,40	380,00	380,00	380,0	322,7	56,8	122	31	2678400

Таблица Б.4 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в средневодном году

t мес	Q50%	Qвдхр	ΔQисп	ΔQф	ΔQлд	Qвхк	QГЭС	Qх.сбр	Qнб	VН	ΔV	VК	Zвб Н	Zвб к	Zвб ср	Zнб	Н	НГЭС	Э, МВт·ч	t сут	tc
XI	209	303	0	1	-1	85	512	0	513	8,40	0,79	7,61	380,00	379,80	379,9	323,8	55,5	253	181946	30	2592000
XII	159	870	0	0	2	85	1027	0	1027	7,61	2,33	5,28	379,80	379,03	379,4	324,5	54,3	496	369384	31	2678400
I	164	942	0	0	-3	85	1109	0	1109	5,28	2,52	2,76	379,03	371,65	375,3	324,5	50,2	496	368697	31	2678400
II	248	533	0	1	-2	85	782	0	783	2,76	1,29	1,47	371,65	361,40	366,5	324,4	41,5	289	194223	28	2419200
III	374	-287	1	1	1	85	84	0	85	1,47	-0,77	2,24	361,40	368,67	365,0	321,1	43,3	32	24098	31	2678400
IV	534	-447	2	1	0	85	84	0	85	2,24	-1,16	3,40	368,67	375,30	372,0	321,1	50,3	38	27063	30	2592000
V	652	-563	3	2	1	85	83	0	85	3,40	-1,51	4,91	375,30	378,71	377,0	321,1	55,3	41	30391	31	2678400
VI	619	-529	4	2	1	85	83	0	85	4,91	-1,37	6,28	378,71	379,40	379,1	321,1	57,3	42	30501	30	2592000
VII	545	-456	3	2	1	85	83	0	85	6,28	-1,22	7,50	379,40	379,77	379,6	321,1	57,9	43	31811	31	2678400
VIII	479	-335	2	2	0	85	140	0	142	7,50	-0,90	8,40	379,77	380,00	379,9	321,8	57,5	72	53320	31	2678400
IX	390	0	1	1	0	85	388	0	389	8,40	0,00	8,40	380,00	380,00	380,0	323,4	56,0	193	139294	30	2592000
X	250	0	0	1	0	85	249	0	250	8,40	0,00	8,40	380,00	380,00	380,0	322,7	56,7	126	93504	31	2678400
Эср.многолет=																			1,54	млрдкВт·ч	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

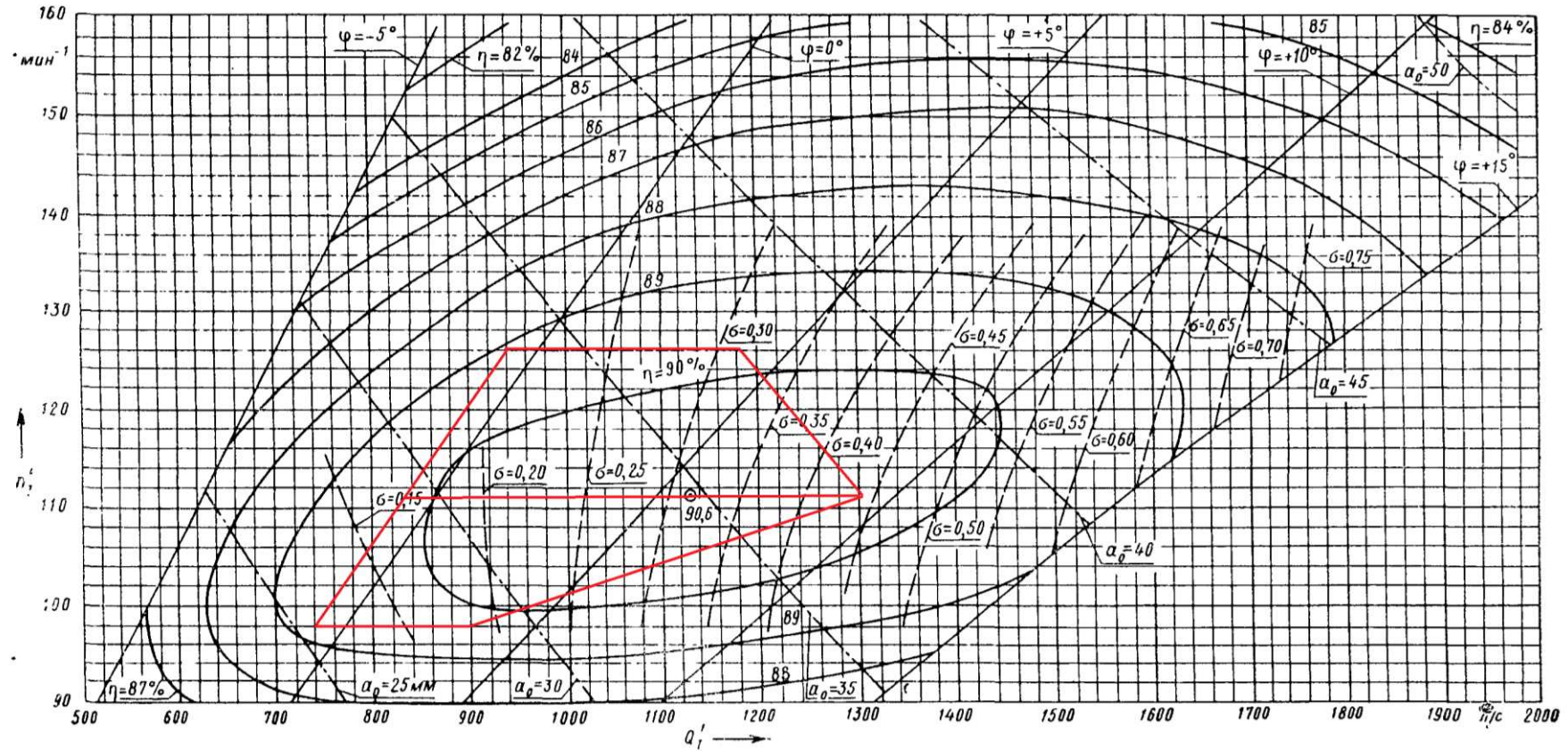


Рисунок В.1 – Зона работы радиально-осевой турбины ПЛД60-В60°-670 на главной универсальной характеристике

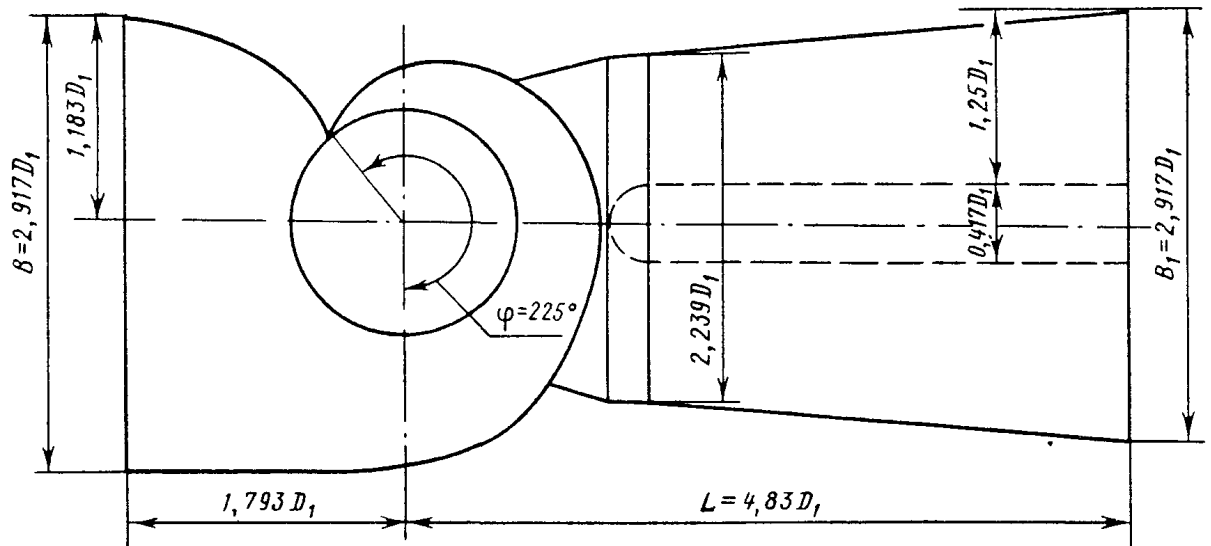
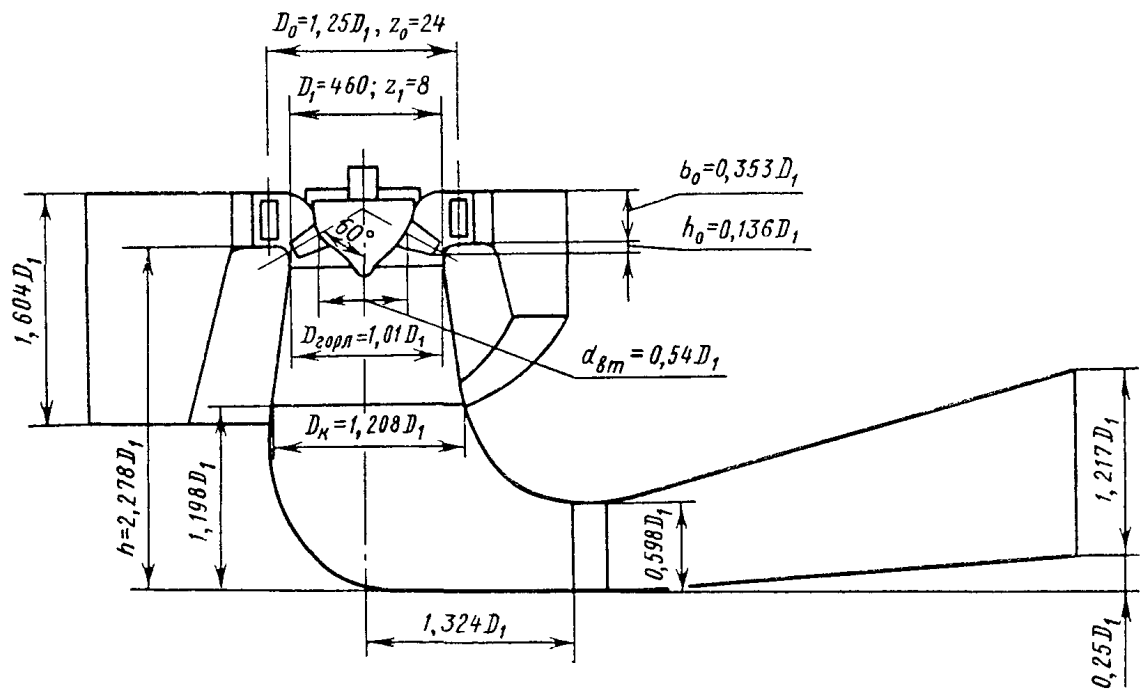


Рисунок В.2 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛД60-В60°

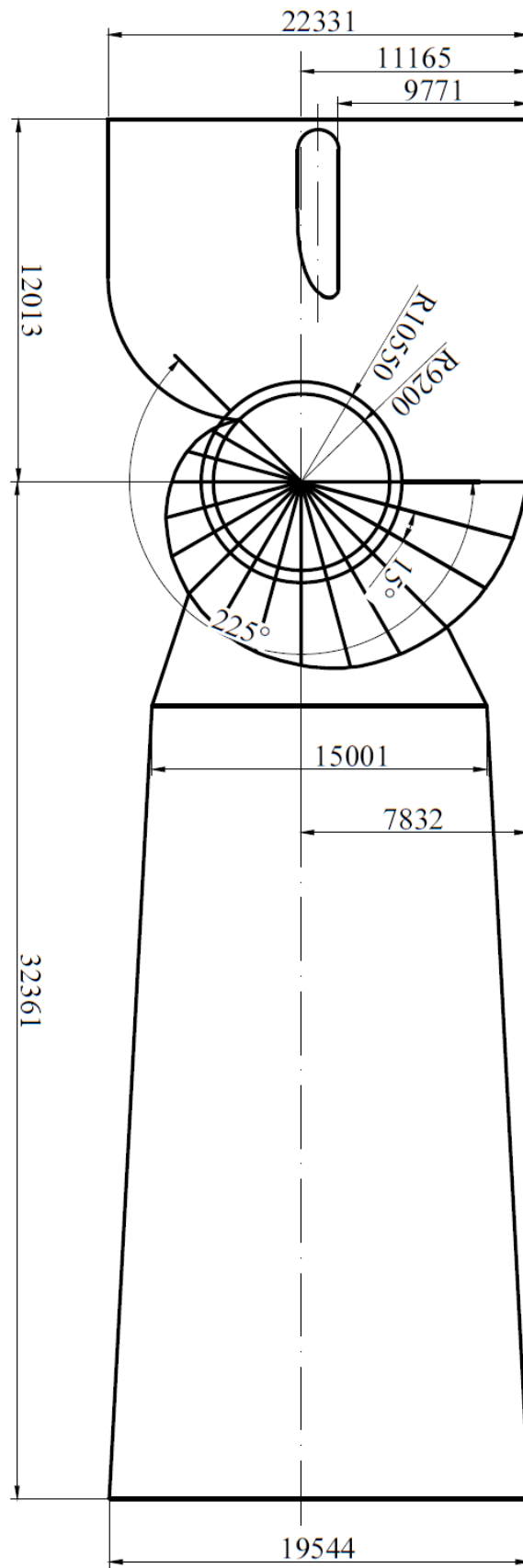


Рисунок В.3 – План спиральной камеры PO75-B-355

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф.защита поперечная	$I\Delta>$	Ток срабатывания, I_{CP}	$0,2 \cdot I_H$	0,92 А	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,31 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,92 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,78 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,2 \cdot I_H$	0,92 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,94 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,08 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,429 \cdot I_{НОМ}$	6,59 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,13	1,51 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,44	5,1 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	3,01 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	3,10 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,14 \cdot I_{НОМ.P}$	6,02 А

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие/Защиты		Отключение В/Л	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф.защита поперечная	$I\Delta>$	+	+	+	+	-	-	-	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+	-	-	-	
ЗЗГ	U_0	t_1	-	-	-	-	-	+	
		t_3	+	+	+	-	-	-	
	U_0	t	+	+	+	-	-	-	
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+	-	-	-	-	
		2 ступень t_2	+	+	-	-	-	-	
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		ОТС I	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		ОТС	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		+	+	-	-	-	-

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 2 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНКУДЕРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОНКУДЕРА.
ЭКСПЛУАТАЦИЯ СОРОУДЕРЖИВАЮЩИХ РЕШЁТОК В ЗИМНЕМ
РЕЖИМЕ.**


Руководитель


подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенского филиала СФУ
должность, ученая степень

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

А.С. Романова
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Конкудерской ГЭС на реке Конкудера. Эксплуатация сороудерживающих решёток в зимнем режиме».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Иванов 2.07.20 И.И. Иванов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

В.В. Вуриков 3.02.2020 В.В. Вуриков
Подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Иванов 02.07.20 А.В. Иванников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Иванов 2.07.20 И.И. Иванов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

И.И. Иванов А.В. Ширяков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Чев 02.07.20 Н.П. Чевелева
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

И.И. Иванов И.И. Иванов
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И.И. Иванов 2.07.20 Курочкин И.И.
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

Иванов 02.07.20 В.В. Иванова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Иванов 02.07.20 А.А. Иванова
подпись, дата инициалы, фамилия