

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 УРАЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УРАЛ.
МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ В
РЕЖИМНОМ ТРЕНАЖЕРЕ ДИСПЕТЧЕРА.
тема

Руководитель _____
подпись, дата

Канд. техн.
наук, доцент
должность

Л.В.Толстихина
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

И.Д. Волков
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Уральской ГЭС на реке Урал. Моделирование электроэнергетической системы в режимном тренажере диспетчера».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтроль

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ УРАЛЬСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общие сведения.....	10
1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.4 Сейсмические условия	12
1.5 Данные по энергосистеме	12
1.6 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2 Водно-энергетические расчеты	13
2.1 Исходные данные	13
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	13
2.3 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)	13
2.4 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)	14
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	15
2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	16
2.7 Водно-энергетический расчет (ВЭР)режима работы ГЭС по условию маловодного года	19
2.8 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями. Определение рабочей мощности ГЭС.....	20
2.9 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС в январе	20
2.10 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в других месяцах	21
2.11 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей	22
2.12 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года	24
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	26
3.1 Построение режимного поля	26
3.2 Выбор системы и типа гидротурбины.....	27
3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	28
3.4 Определения отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы	30
3.5 Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры, и определение её геометрических размеров проточной части	31
3.6 Выбор серийного типа генератора	34
3.7 Расчёт деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов.....	35
3.7.1 Расчёт вала на прочность	35
3.7.2 Расчёт подшипника	35

3.7.3	Выбор типа маслонапорной установки	37
3.7.4	Выбор электрогидравлического регулятора	37
4	Электрическая часть.....	38
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений	38
4.2	Выбор основного оборудования ГЭС	38
4.2.1	Выбор силового трансформатора	38
4.2.2	Выбор трансформатора собственных нужд станции.....	39
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН.....	39
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического сравнения вариантов	40
4.5	Расчёт токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов...	41
4.6	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	43
4.7	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8кВ.....	44
4.8	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	46
4.9	Выбор параметров ОРУ	46
4.10	Выбор ограничителей перенапряжения	46
5	Релейная защита и автоматика	47
5.1	Перечень защит основного оборудования	47
5.2	Описание защит и расчет их уставок	48
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	48
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (U0)) ...	51
5.2.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	53
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I ₂)	54
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок(I ₁)	57
5.2.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <	59
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	62
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	64
6	Компоновка и сооружения гидроузла	65
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения	65
6.2	Определение отметки гребня бетонной плотины	65
6.3	Гидравлические расчеты.....	66
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта.....	67
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	68
6.3.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	70
6.3.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	73
6.3.5	Расчет водобойного колодца	74
	В третьем приближении полная удельная энергия:	75
6.4	Конструктивные элементы плотины	76
6.4.1	Расчет водобойной плиты	76
	Толщина плиты водобоя принимается 4,45 м.....	78
6.4.2	Определение ширины подошвы плотины	78
6.4.3	Дренаж в теле бетонной плотины.....	78

6.4.4 Дренажные устройства в основании	78
6.4.5 Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	79
6.4.6 Быки	79
6.4.7 Устои.....	79
6.4.8 Галереи в теле плотины.....	79
6.4.9 Рисберма	80
6.4.10 Пропуск расходов через глубинные водосбросы	80
6.5 Статические расчеты плотины	81
6.5.1 Вес сооружения	82
6.5.2 Сила гидростатического давления воды	82
6.5.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления.....	83
6.5.4 Давление грунта	84
6.5.5 Волновое давление	85
6.6 Расчет плотности плотины.....	85
6.7 Критерии прочности плотины	87
6.8 Расчет устойчивости плотины	88
7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы	90
7.1 Мероприятия по охране труда	90
7.2 Пожарная безопасность	92
7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности	92
7.2.2 Пожарная безопасность в кабельных помещениях	93
7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне строительства Уральского гидроузла.....	94
7.3.1 Общие сведения о районе строительства.....	94
7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне строительства Уральского гидроузла.....	96
7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	98
7.3.4 Отходы, образующие при строительстве	100
7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	101
8 Техничко-экономические показатели	103
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергетики	103
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	103
8.3 Налоговые расходы	105
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергетики и мощности.....	106
8.5 Коммерческая эффективность	107
8.6 Бюджетная эффективность	108
8.7 Анализ чувствительности	108
9 Моделирование электроэнергетической системы в режимном тренажере диспетчера	110
9.1 Введение	110
9.2 Моделирование тренировки	111
9.3 Создание тренировки	112

9.4 Заключение	116
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	118
ПРИЛОЖЕНИЕ А -В.....	122-130

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ УРАЛЬСКОЙ ГЭС

1. Наименование рекиУрал;
2. Местонахождение ГЭС Оренбургская область;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний104 м³/с;
 - б) всех турбин.....641,06м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5%1503 м³/с;
3%1963 м³/с;
 - г) минимальный.....44 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокагодовой;
 - б) отметка: НПУ250 м;
ФПУ243,26 м;
УМО238,62 м
 - в) объемы:
полный2,22 км³;
полезный1,25 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный36,8 м;
 - б) расчетный26 м;
 - в) минимальный21,6 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная..... 143 МВт;
гарантированная 46 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 236 млн. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая119,4 м / 54,96 м;
 - б) правобережная глухая.....100,4 м / 54,96 м;
 - в) стационарная..... 99,4 м / 54,96 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и стационарную 24,2 м / 54,96 м;
 - д) водосливная 76 м / 54,96 м;
8. Водобросные сооружения
 - а) типповерхностный водослив;
 - б) число и ширина пролетов 4 отверстия 10 м;
 - в) общая длина.....52 м;
 - г) максимальная высота54,96 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип зданиярусловое;
 - б) число агрегатов2;
 - б) грунты в основании.....гранит;
 - в) тип спиральной камерыбетонная трапецеидальная;
 - г) тип отсасывающей трубыизогнутая;

10. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ40а-В710;
- б) тип генератора СВ-1400/200-64;
- в) мощность генератора 72,5 МВт;
- г) частота вращения 93,8 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220;

11. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели 62773,34руб./кВт;
- б) срок окупаемости 180 месяцев;
- в) себестоимость энергии 35 коп/кВт·ч;

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день гидроэнергетика является одним из наиболее эффективных направлений электроэнергетики. Гидроресурсы являются возобновляемым, и наиболее экологичным источником. Использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для следующих поколений. Помимо своего прямого назначения – производства электроэнергии- гидроэнергетика решает ряд дополнительных задач, важнейших для общества и государства в целом. Прямая выгода от них включает создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развития судоходства, создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства, рыбозаводов, регулирования стока рек, позволяющее осуществлять паводковые мероприятия и защиту от наводнений, тем самым обеспечивая безопасность населения. Гидроэнергетика является инфраструктурой для деятельности и развития целого ряда важнейших отраслей экономики и страны в целом. Каждая введенная в эксплуатацию гидроэлектростанция становится точкой роста экономики того региона, в котором она расположена. Вокруг нее возникают производства, идет развитие промышленности, как правило, создаются новые рабочие места.

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 Общие сведения

1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС

Уральская ГЭС располагается в зоне континентального климата. Погода в летний период жаркая сопровождающаяся суховеями летом и холодной зимой с устойчивым снежным покровом. Самым теплым месяцем является июль со средними температурами +22 °С, продолжительность лета составляет 4,5 месяца. Самым холодным месяцем является январь -25 °С, максимально мороз может достигать -45 °С, снежный покров достигает 110 см и лежит в плоть до апреля. На территории области постоянно дуют ветра, направление и скорость которых изменчивы. Зимой преобладают восточные и юго-западные ветра могут развивать скорость до 30 м/с, летом дуют восточные и западные ветра со средней скоростью не более 4 м/с. Отмечаются высокие колебания температурных показателей, достигающие 85-89 градусов. Атмосферные осадки распределены не равномерно, в среднем за год выпадает 550 мм осадков.

1.2 Гидрологические данные

Урал - река в Восточной Европе, протекает по территории России и Казахстана, впадает в Каспийское море. Является третьей по протяженности рекой Европы, уступает по этому показателю только Волге и Дунаю. Длина - 2428км. Площадь бассейна - 231 000 км²

Река Урал не судоходная, ширина ее 50-170 м., глубина 3-5 м., скорость течения 0,3 м/с, дно песчаное, бродов нет. Берега преимущественно обрывистые, высота обрывов 5-9 м. Пойма Урала широкая - 10-12 км.

Пользуясь программным обеспечением GoogleEarth и AutoCad, задавая разные отметки определяем соответствующие им объемы. По полученным данным строим полиномиальную линию тренда и считаем. Координаты связи верхнего бьефа приведены в таблице 1.1 и представлены на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 – Координаты связи верхнего бьефа

Zвб, м	V, км ³	Zвб, расчетный	Разница (Zвб р- Zвб)
212,08	0,00	212,08	0,00
230,20	0,40	230,20	0,00
236,75	0,80	236,75	0,00
241,99	1,20	241,99	0,00
245,90	1,60	245,90	0,00
248,97	2,00	248,97	0,00
251,09	2,40	251,09	0,00
252,60	2,60	252,60	0,00

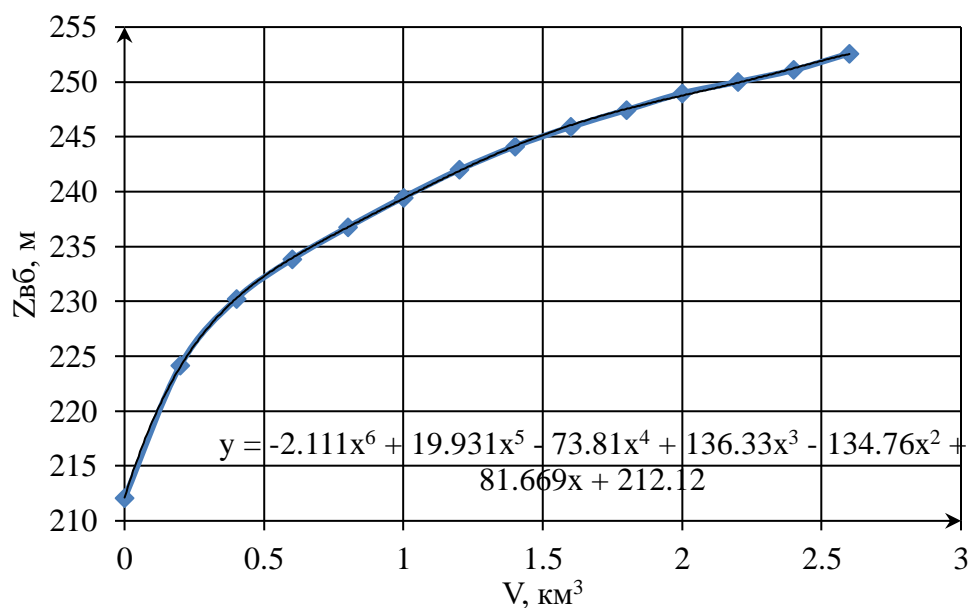


Рисунок 1.1 – Кривая связи Zвб от V

Зная скорость течения Урал 1,3 м/с, площади поперечного разреза створа, а также коэффициент различия расходов по зиме и по лету, равный 0,8, вычисляем расходы для летнего и зимнего периодов, которые преведены в таблице 1.2 и представлены на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Зависимость $Z_{НБ} = f(Q)$ для лета и зимы

	$v_{реки}, м/с$	$\omega, м^2$	$Q_{лето}, м^3/с$	Коэф. зимы	$Q_{зимний}, м^3/с$
212	1,30	0	0	0.8	0
213		28	37		29
214		100	130		104
215		195	254		203
216		308	401		321

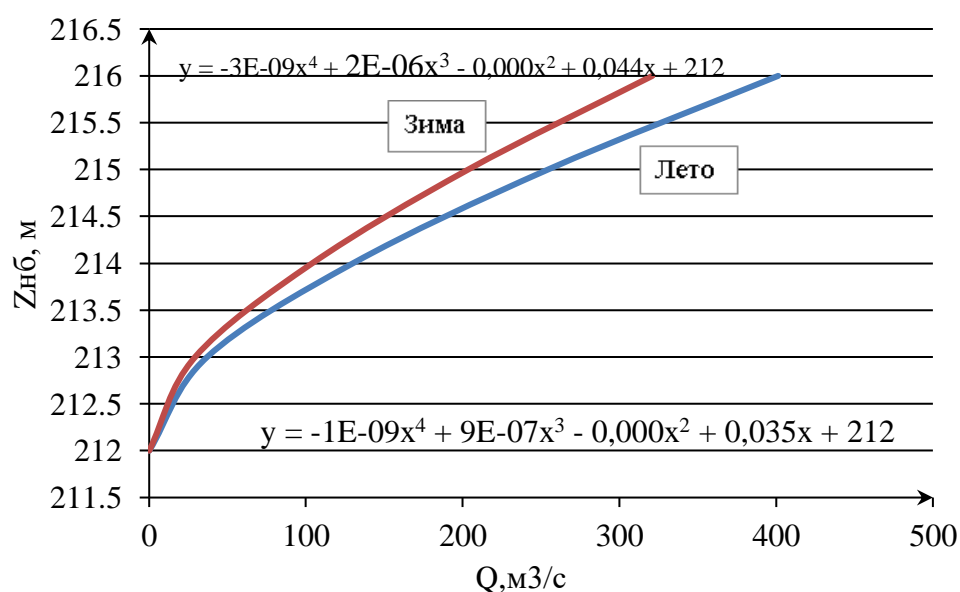


Рисунок 1.2 – Кривая связи Zнб от Q

1.4 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации, сейсмическая интенсивность района расположения Уральской ГЭС равна 5 балам шкалы MSK-64.

1.5 Данные по энергосистеме

Объединенная энергетическая система Урала располагается на территории 6 субъектов РФ Уральского и 5 субъектов РФ Приволжского федеральных округов: республика Башкортостан, Удмуртская республика, Пермский край, Кировская, Курганская, Оренбургская, Свердловская, Челябинская, Тюменская области, Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа.

В ее состав входят девять территориальных энергетических систем: энергосистема Республики Башкортостан, энергосистема Кировской области, энергосистема Курганской области, энергосистема Оренбургской области, энергосистема Пермского края, энергосистема Свердловской области, энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, энергосистема Удмуртской Республики, энергосистема Челябинской области.

Электроэнергетический комплекс образуют 210 электростанций мощностью 5 МВт и выше, имеющие суммарную установленную мощность 53,614 тыс. МВт (по данным на 01.01.2019), 1616 электрических подстанции 110-500 кВ и 2784 линий электропередачи 110-1150 кВ общей протяженностью 123,6 тыс. км.

1.6 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов в ходе проектирования были выбраны: Ириклинская ГЭС, Иркутская ГЭС и Нижне-Бурейская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Проектируемая ГЭС находится на реке Урал;
2. Энергосистема: Оренбургское РДУ $P_{max} = 2110$ МВт;
3. Установленная мощность существующих ГЭС 30 МВт;
4. Отметка НПУ = 250 м;
5. Отметка сухого дна = 213 м;
6. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$;
7. Зимний коэффициент $k_3 = 0,8$;
8. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,38$ м;
9. Данные ежемесячных расходов 1923-1972гг. для реки Урал представлены в таблице А.1 приложения А.

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

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

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

Далее вычисляем средние расходы за год, период межени и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и по формуле (2.1) вычисляем обеспеченности.

Результаты расчетов представлены в таблице А.2 приложения А.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаются равными 90 и 50%, соответственно.

2.3 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие года справа и слева от расчетной обеспеченности 50% (1926 и 1939годы) и высчитываем коэффициенты:

1926 год:

$$K_{п} = \frac{Q_{баз.пол}}{Q_{п26}} = \frac{433,5}{435} = 0,99 \quad (2.2)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{1926}} = \frac{30}{30} = 1,00 \quad (2.3)$$

1939 год:

$$K_{II} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{1939}} = \frac{433,5}{432} = 1,02 \quad (2.4)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{1939}} = \frac{30}{29} = 0,72 \quad (2.5)$$

В данном случае выбираем 1926 год, так как один из его коэффициентов равен единице. Поэтому в качестве расчетного маловодного года принимаем 1926 год без корректировок (В приложении А.2). В таблице 2.1 приведен расчетный средневодный год (P=50%) с приведением.

Таблица 2.1 – Расчетный средневодный год (P=50%) с приведением

P=50%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1926	12	12	19	619	250	54	52	32	33	41	24	18	97

2.4 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Принимаем 1932 год базовым для обеспеченности P=90%.

Считаем коэффициент приведения для межени и половодья:

$$K_{II} = \frac{Q_{\text{баз.32}}}{Q_{1932}} = \frac{280}{280} = 1 \quad (2.6)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз.32}}}{Q_{M32}} = \frac{23}{23} = 1 \quad (2.7)$$

Так как получилось, что коэффициент половодья равен 1, следовательно берем 1932 год в качестве расчетного без корректировок.

Далее необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года

(табл. 2.2). В средневодном году имеем расходы меньшие, чем в маловодном году в I, II, III, V, VI и XI месяцах. Требуется дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. В таблице 2.3 представлены в расчетном маловодном и средневодном году.

Таблица 2.2 – Расчеты среднегодового года (P=50%) с корректировкой

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q сред
Q _{50%} -Q _{90%}	3	-13	-12	255	55	8	13	11	13	26	10	8	
Изменение Q _{90%}	0	-13	-12	0	0	5	5	0	0	15	0	0	
Q _{90%} с корректировкой	9	12	19	364	195	51	44	21	20	30	14	10	66

Таблица 2.3 – Расходы в расчетном маловодном и среднегодовом году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
P=90%	9	12	19	364	195	51	44	21	20	30	14	10	66
P=50%	12	12	19	619	250	54	52	32	33	41	24	18	97

На рисунке 2.1. показан гидрограф среднегодового и маловодного года.

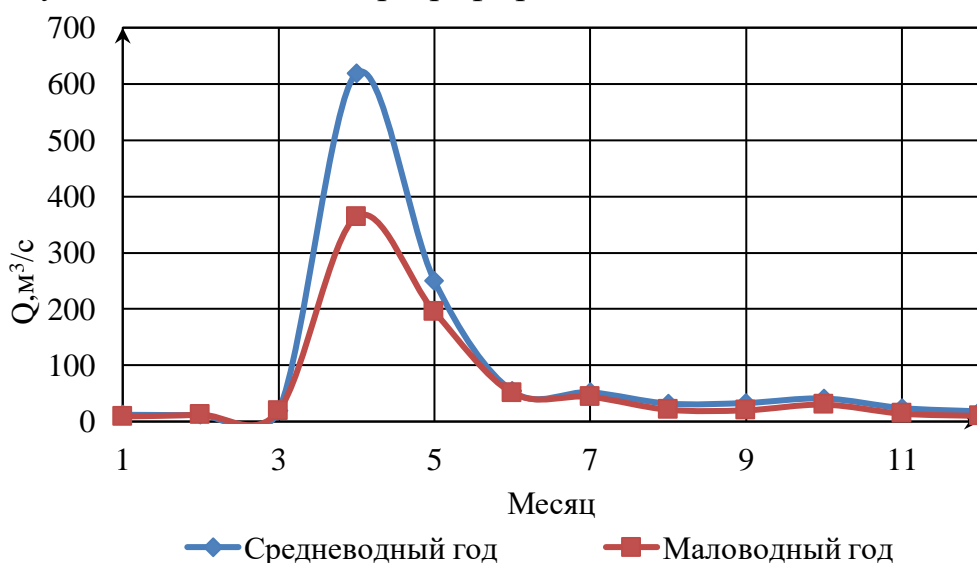


Рисунок 2.1 – Гидрограф среднегодового и маловодного года реки Урал

2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика P(t), построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы:

Максимальная и средняя нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.8)$$

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

a, b - коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2} = 1786 \quad (2.9)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{max}} - P_{\text{лето}}^{\text{max}}}{2} = 208 \quad (2.10)$$

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{cp}} + P_{\text{лето}}^{\text{cp}}}{2} = 1876,9, b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{cp}} - P_{\text{лето}}^{\text{cp}}}{2} = 240,6 \quad (2.11)$$

В таблице 2.4 представлены данные для построения графиков максимальных нагрузок.

Таблица 2.4 – Данные для построения годовых графиков максимальных нагрузок изолированной энергосистемы

t	a	cos	Pmax	Pcp
1	0,3	0,966	2109	1987
2	0,8	0,707	2047	1933
3	1,3	0,259	1939	1840
4	1,8	-0,258	1815	1732
5	2,4	-0,706	1707	1639
6	2,9	-0,966	1645	1585
7	3,4	-0,966	1644	1585
8	3,9	-0,709	1706	1639
9	4,4	-0,261	1814	1732
10	5,0	0,256	1939	1839
11	5,5	0,705	2047	1933
12	6,0	0,965	2109	1987

На рисунке 2.2 представлен график максимальных и среднемесячных мощностей.

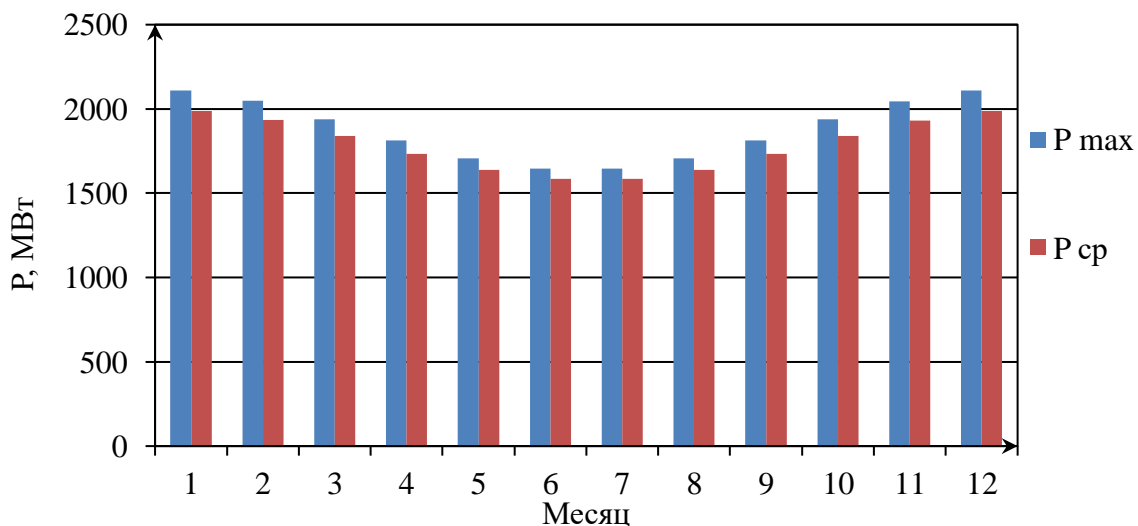


Рисунок 2.2 – График максимальных мощностей и среднемесячных мощностей

2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1940г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.12)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,8$;
 $Q^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.13)$$

где $Z_{\text{ВВ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,38$ м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.14)$$

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

В таблице 2.5 представлен режим работы без регулирования с учетом ВХК.

Таблица 2.5 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Q _{90%}	9	12	19	364	195	51	44	21	20	30	14	10
Q _{исп} , м ³ /с	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0
Q _{фил} , м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q _{лед} , м ³ /с	5	5	0	-8	-12	0	0	0	0	0	5	5
Q _{рыба} , м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q _{потери} , м ³ /с	6	6	1	-5	-9	3	3	1	1	1	6	6
Q _{полезный} , м ³ /с	3	6	18	369	204	48	41	20	19	29	8	4
Z _{вб} , м	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Z _{нб} , м	212	212	213	216	215	213	213	213	213	213	212	212
H, м	38	38	37	34	35	37	37	37	37	37	38	38
N _{гар(быт)} , Мвт	1	2	6	110	63	16	13	6	6	9	3	1
N _{ГВХК} , Мвт	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
N _{водоток} -N _{ВХК}	-13	-12	-8	96	49	1	-1	-8	-8	-5	-12	-13

Исходя из данных таблицы 2.5 можно определить, что 7 месяц – это месяц начала сработки водохранилища.

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

$$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}} = 65 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

По данным таблицы 2.6 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.3, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

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

Таблица 2.6 – Данные для построения баланса энергии

№	Коэф	Эрсугт коэф	N	N быт	NBХК	P ср	ТЭЦ
1	1,2	0,230	10	1	13	1988	1964
2	1,1	0,211	9	2	12	1934	1911
3	1	0,192	8	6	8	1840	1818
4	0,95	0,182	8		14	1732	1614
5	0,9	0,173	7		14	1639	1569
6	0,8	0,153	6		14	1585	1563
7	0,8	0,153	6	13	1	1584	1564
8	0,9	0,173	7	6	8	1638	1617
9	0,95	0,182	8	6	8	1732	1710
10	1	0,192	8	9	5	1840	1818
11	1,1	0,211	9	3	11	1933	1910
12	1,2	0,230	10	1	13	1987	1963

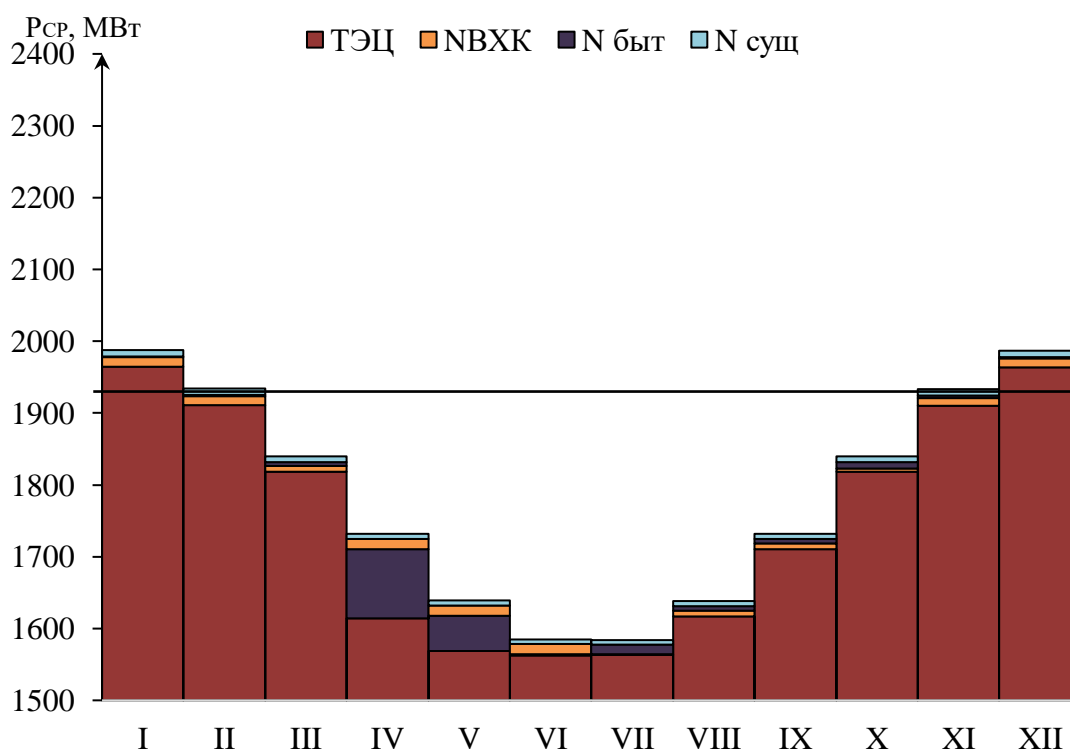


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС с учётом перераспределения бытовых мощностей

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (11). Из рисунка 2.6 видно, что под регулирование попали 2 месяца, а в остальные месяцы, ГЭС работает по требованиям ВХК. Данные таблицы 2.7 необходимы для проведения 1 итерации ВЭР.

Таблица 2.7 – Гарантированная мощность проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	32	ВХК										32

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

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки УМО;
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $V_{\text{НПУ}} = 250$ м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это июль.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

В приложении А таблице А.3 представлен расчет, который является не верным. Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ВХК}} \quad (2.16)$$

$$Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБКОН}} \quad (2.17)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = N_{\text{Гар}} \quad (2.18)$$

В данном расчете видно, что отметка ВБ в конце сработки превышает первоначальную отметку. Это означает, что необходимо выполнить корректировку $N_{\text{Гар}}$.

Далее производим расчёт сработки-наполнения водохранилища, увеличивая мощности гарантированную тех месяцев, которые попали под регулирование, до тех пор, пока не будет произведён полный цикл сработки-наполнения в приложении А таблице А.4.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{\text{Гар}} = 46$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 238,62 (м).
- полезный объем – $V_{\text{полезн}} = 1,25$ (км³).

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{полезн}} = 1,25 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объему годового стока ГЭС:

$$\beta = \frac{V_{\text{полн}}}{\bar{W}} \quad (2.19)$$

$$W = \frac{\Sigma Q_{\text{год}}^{\text{сп}} \cdot t}{10^{-9}} = \frac{104 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 3,94 \text{ км}^3 \quad (2.20)$$

$$\beta = \frac{1,25}{3,94} = 0,31$$

Таким образом, получаем годичный тип регулирования.

2.8 Покрывтие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями. Определение рабочей мощности ГЭС

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

2.9 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС в январе

В состав Оренбургского РДУ входит Ириклинская ГЭС с суточной гарантированной выработкой энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 0,192 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим суточную выработку по январю и декабрю, добавив к выше приведённой выработке 20%, взятых от неё же:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.январь}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 0,23 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{гар.июнь}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 0,15 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

В таблице 2.8 приведены параметры существующей станции.

Таблица 2.8 – Параметры сущ.станции

Месяц	Январь – Декабрь	Февраль – Ноябрь	Март – Октябрь	Апрель – Сентябрь	Май – Август	Июнь – Июль
Э ср.сут	0,23	0,21	0,19	0,173	0,15	0,15
N уст	30	30	30	30	30	30

Строим треугольник существующей ГЭС, где по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной-среднесуточная мощность рассматриваемой ГЭС. Вписываем его в уже построенную ранее ИКН, так, чтобы две вершины треугольника касались её.

Используя ИКН, построенную на рисунке А.1 в приложении А определяем зону работы Уральской ГЭС в суточном графике.

Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону пика либо полу пика, а также в базу графика нагрузки.

Для этого необходимо при, $Q_{\text{сан.попуска}} = 44 \text{ м}^3/\text{с}$, вычислить:

$$N_{\text{базы}} = \frac{k_n \cdot Q_{\text{сан.попуска}} \cdot H_{\text{гэс}}}{1000} = 5 \text{ МВт} \quad (2.21)$$

$$\mathcal{E}_{\text{базы}} = \frac{24 \cdot N_{\text{базы}}}{1000} = 0,128 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.22)$$

Вписываем полученные значения базы на ИКН.

Чтобы вписать проектируемую ГЭС в зону пика или полупика необходимо:

$N_{\text{гар}}=46 \text{ МВт}$, следовательно

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = \frac{24 \cdot N_{\text{гар}}}{1000} = 1,113, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.23)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{баз}} = 1,113 - 0,129 = 0,98 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.24)$$

Проводим $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ на ИКН таким образом, чтобы вершины треугольника коснулись линии ИКН. Катет треугольника параллельный оси Р, примет значение $N_{\text{пик}} = 85 \text{ МВт}$.

В результате, зная мощность базы и пика рассчитаем $N_{\text{раб}}$:

$$N_{\text{раб}}=N_{\text{пик}}+N_{\text{базы}}=85+5=90 \text{ МВт} \quad (2.25)$$

2.10 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в других месяцах

Расчет рабочих мощностей для оставшихся месяцев проводятся аналогично пункту 2.9. и заносится в таблицу 2.9

Таблица 2.9 – Сводная таблица рабочих мощностей для проектируемой ГЭС

Месяц	N гар. МВт	Э сут.гар. Млн.кВт·ч	N база	Э база	N пиковая	Э пиковая	N рабочая
Январь	46	1,113	5	0,129	85	0,984	88
Февраль	10	0,250	5	0,122	16	0,128	21
Март	10	0,241	5	0,118	15	0,123	20
Апрель	12	0,278	6	0,136	16	0,142	22
Май	14	0,330	7	0,161	21	0,168	28
Июнь	14	0,342	7	0,167	21	0,174	28
Июль	14	0,342	7	0,167	21	0,175	28
Август	14	0,341	7	0,167	21	0,174	28
Сентябрь	14	0,338	7	0,136	21	0,202	28
Октябрь	14	0,335	7	0,164	20	0,171	27
Ноябрь	14	0,331	7	0,162	21	0,128	28
Декабрь	46	1,115	6	0,129	84	0,984	88

Знание данных мощностей необходимо для последующего выполнения баланса мощностей. ИКН летних суток представлено в приложении А на рисунке А.2

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

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.12.

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

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{36}{6} = 6 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.26)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{раб}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{88}{6} = 14,67 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.27)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{1979}{2} = \frac{990}{6} = 165 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.28)$$

Таблица 2.12 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Энергосистема			Существующие ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭЦ		
	Р сист.макс	N н.р.	N а.р.	N раб	N н.р.	N р.	N раб	N н.р.	N р.	N раб	N а.р.	N р.
Январь	6229	93	498	730	81	0	114	13	0	5385	498	0
Февраль	6055	91	484	635	77	0	109	13	0	5310	484	0
Март	5753	86	460	545	74	0	89	12	0	5119	460	0
Апрель	5404	81	432	500	67	0	109	15	0	4795	432	0
Май	5102	77	408	460	64	0	90	13	0	4552	408	129
Июнь	4928	74	394	430	61	0	91	13	0	4407	394	320
Июль	4928	74	394	430	60	0	97	14	0	4401	394	320
Август	5102	77	408	460	63	0	102	14	0	4540	408	129
Сентябрь	5404	81	432	500	66	122	117	15	19	4787	432	0
Октябрь	5753	86	460	545	73	0	97	13	0	5111	460	0
Ноябрь	6055	91	484	635	77	0	112	14	0	5308	484	0
Декабрь	6229	93	498	730	81	0	114	13	0	5385	498	0

Строим баланс мощности, представленный на рисунке 2.4

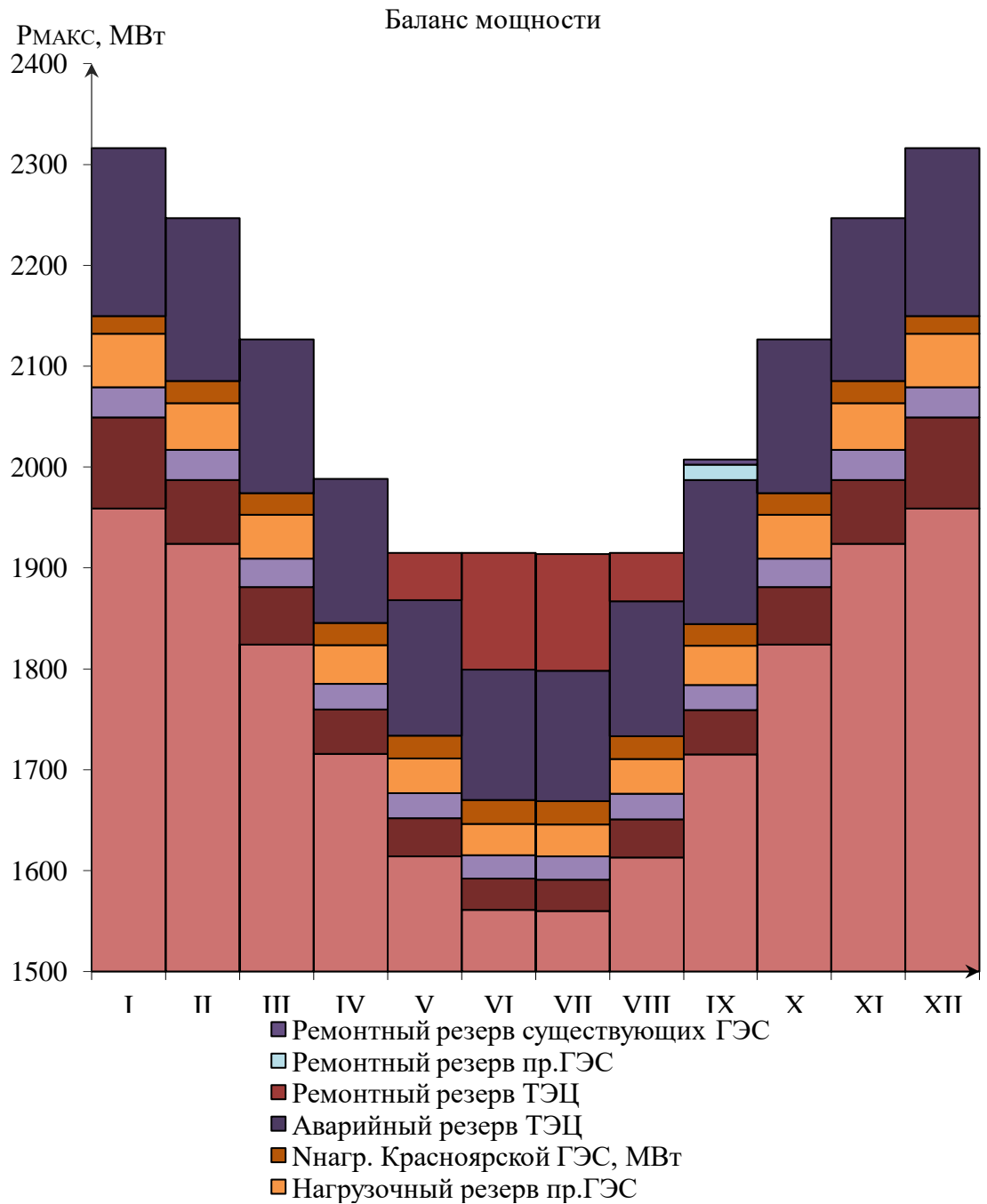


Рисунок 2.4 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 88 + 55 = 143 \text{ МВт} \quad (2.29)$$

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

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

Рассмотрим режим наполнения водохранилища режим по мощностям в период наполнения в маловодном году, результаты которого представлены в приложении А.4.

По данному расчёту построим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном году и объединим его с маловодным (рисунок 2.5).

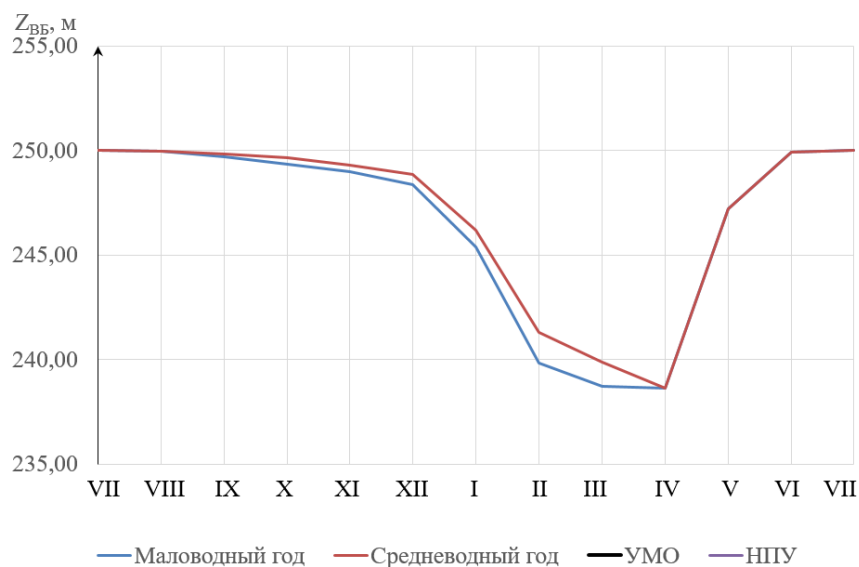


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

По данным расчёта получили среднемноголетнюю выработку, равную:
 $\Sigma \mathcal{E} = 225,9$ млн. кВт · ч.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

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

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

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}, м^3/с$	$Z_{нб.з}, м$	$H_{нпу}, м$	$H_{умо}, м$	$H_{вб}^{янб}$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
40	212,98	36,52	25,14	29,78	430	33,56	554,97	26,00
60	213,31	36,19	24,81	29,45	440	32,80	550,68	25,60
80	213,58	35,92	24,54	29,18	450	32,07	546,36	25,20
100	213,80	35,70	24,32	28,96	460	31,37	542,01	24,80
120	213,99	35,51	24,13	28,77	470	30,71	537,62	24,40
140	214,15	35,35	23,97	28,61	480	30,07	533,19	24,00
160	214,30	35,20	23,82	28,46	490	29,45	528,73	23,60

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определяем:

– максимальный напор $H_{max} = 36,6$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

– расчётный напор $H_{расч} = 26$. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор $H_{min} = 21,6$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

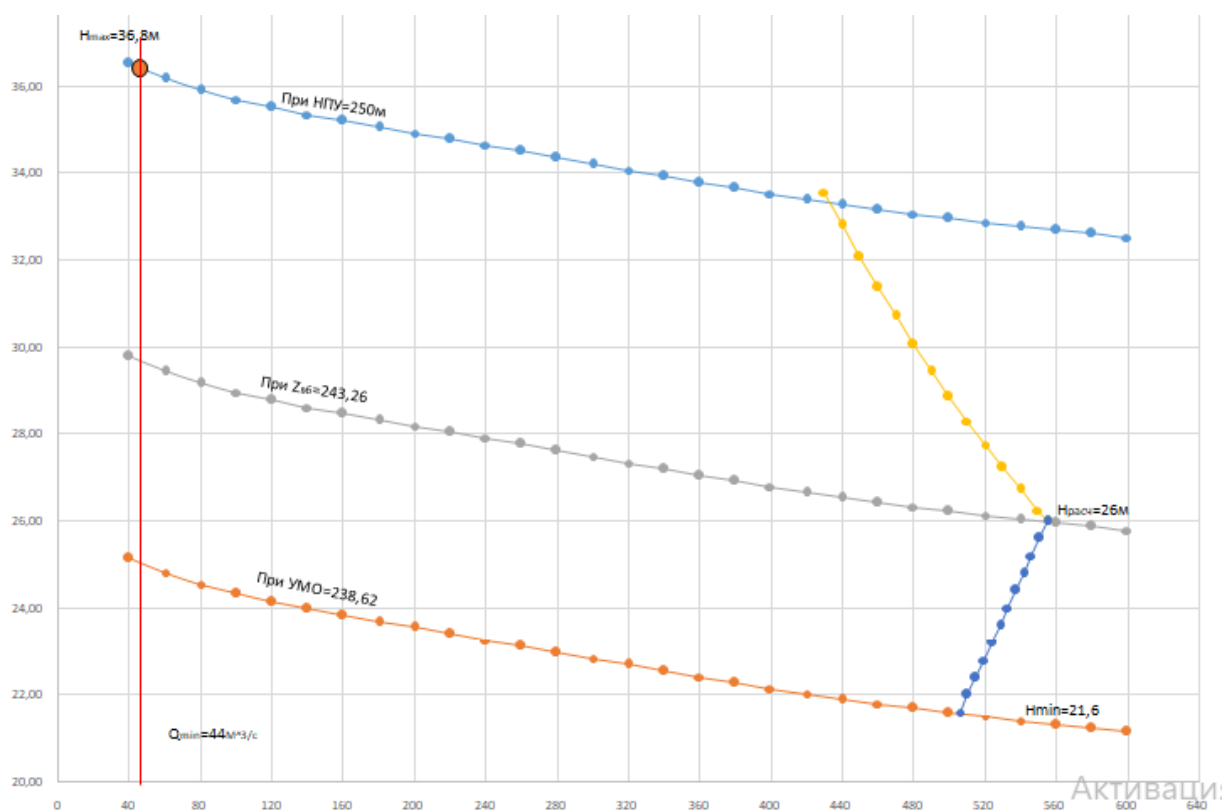


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.2 Выбор системы и типа гидротурбины

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

Произвели подбор вариантов турбин, основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Выбран тип гидротурбин ПЛ40а-В, ПЛ40б-В. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{\text{пред}}$, М	40	40
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
$n'_{\text{юрт}}$, МИН ⁻¹	125,5	123
$\eta_{\text{м опт}}$	0,913	0,904
$Q_{\text{I max}}$, Л/с	1700	1620
$D'_{1 \text{ м}}$, М	0,46	0,46
$H_{\text{мод}}$, М	4	4
$t_{\text{мод}}$, °С	10	20
$\sigma (Q_{\text{I max}})$	0,63	0,56

3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задались рядом стандартных значение диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

- Мощность агрегата в расчетной точке

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.1)$$

где Q'_{I_p} - приведенный расход в расчетной точке;

η_T - КПД натурной турбины;

η_G - КПД генератора. Принимаем $\eta_G=0,97$

- КПД натурной турбины

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

где η_M - КПД модельной турбины;

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

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

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

$v_H, v_{\text{мод}}$ - коэффициенты кинематической вязкости, зависящие от температуры, для натурной и модельной гидротурбины соответственно.

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

- Количество агрегатов

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

где $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=143000$ кВт)

N_a - мощность агрегата.

- Поправка КПД

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

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

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

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

- Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

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

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

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

- Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1.5} \cdot \eta_{T\text{ ср}}} \quad (3.9)$$

Левую часть уравнения определили подбором такой точки на линии $n'_{Iр}$, чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

- Произведение для ограничения по генератору

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1.5} \cdot \eta_{T\text{ ср}}} \quad (3.10)$$

- Приведенные расходы

$$Q'_{\min p} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} \quad (3.11)$$

$$Q'_{\max p} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} \quad (3.12)$$

Расчеты для нескольких диаметров турбины ПЛ40а-В, ПЛ40б-В представлены в приложении Б таблицах Б.1 и Б.2.

Провели анализ выбранных диаметров по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов;

Также на главной универсальной характеристике построили зону работы для каждого выбранного диаметра.

В результате проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса турбины ПЛ40а-В-600, ПЛ40а-В-6300, ПЛ40а-В-800 выбывают из рассмотрения, а также турбины ПЛ40б-В так как минимальная частота не размещается на ГУХ.

Таким образом, для дальнейшего рассмотрения приняты следующие турбины: ПЛ40а-В-710, ПЛ40а-В-750.

3.4 Определения отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется по формуле:

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

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ - отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- Работа одного агрегата при тахнапоре и номинальной мощности
- Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности
- Работа одного агрегата при minнапоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл.}, \quad (3.14)$$

где ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

σ - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

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

$\Delta Z_{х.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{х.пл.}=0$.

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

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

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

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

В таблицах 3.3 и 3.4 представлены параметры гидротурбин.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В-710

	D,м	H,м	σ	Q',м3/с	Q,м3/с	Z,м	H _s ,м	Z _{рк} ,м
H _{min}	7,1	21,6	0,375	1,18	360,85	215,70	0,49	216,19
H _{расч}	7,1	26	0,41	1,247	320,53	215,49	-2,07	213,42
H _{max}	7,1	36,8	0,165	0,743	174,07	214,30	2,52	216,82

Таблица 3.4 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В-750

	D,м	H,м	σ	Q',м3/с	Q,м3/с	Z,м	H _s ,м	Z _{рк} ,м
H _{min}	7,5	21,6	0,34	1,09	371,94	215,80	1,25	217,05
H _{расч}	7,5	26	0,352	1,146	299,59	215,40	-0,56	214,84
H _{max}	7,5	36,8	0,13	0,6805	177,90	214,40	3,81	218,21

Из анализа полученных вариантов для ПЛ40а и ПЛД40б, была выбрана турбина ПЛ40а-В-710, т.к турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для данного диаметра было найдено значение H_s которое обеспечивает бескавитационный режим.

Отметка установки РК: 213,42 м

3.5 Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры, и определение её геометрических размеров проточной части

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости v_r .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_u r = \text{const}$, где v_u – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

По чертежу проточной части (приложение 2) модельной гидротурбины определили основные геометрические размеры гидротурбины.

1. Наружный радиус входного сечения

$$R_{ex} = 1,578 \cdot D_1 = 11,2 \text{ м} \quad (3.18)$$

2. Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 11,3 \text{ м}$$

$$r_a = D_a / 2 = 11,3 / 2 = 5,7 \text{ м} \quad (3.19)$$

3. Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 9,9 \text{ м}$$

$$r_b = D_b / 2 = 9,9 / 2 = 4,9 \text{ м} \quad (3.20)$$

4. Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{p.t.nat.t.}} = \frac{71500}{9,81 \cdot 26 \cdot 0,902} = 310,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.21)$$

5. Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{вх} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{310,8 \cdot 210}{360} = 181,3 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (3.22)$$

6. Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{V_{вх}} = \frac{181,3}{4,3} = 42,2 \text{ м}^2 \quad (3.23)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.5.

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad \text{где } k^2 = \frac{m_{вх}}{a_{вх}^2} \quad (3.24)$$

$$b_i = m_i + b_0(20)r_k = r_a + m_i \cdot tg15^0 \quad (3.25)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i \quad (3.26)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i \quad (3.27)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \text{tg}15^\circ \quad (3.28)$$

Отбрасывая один из корней, получаем $b_{\text{вх}} = 7,9\text{м}$

Таблица 3.5 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	гвх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	11,2	10,63	10,06	9,49	8,92	8,35	7,78	7,21	6,64	6,07	5,50	4,93
b_i	7,88	7,36	6,84	6,32	5,81	5,29	4,77	4,25	3,74	3,22	2,70	2,18
r_k	7,00	6,86	6,72	6,58	6,44	6,31	6,17	6,03	5,89	5,75	5,61	5,47
r_k/r_a	1,24	1,21	1,19	1,17	1,14	1,12	1,09	1,07	1,04	1,02	0,99	0,97
$\ln(r_k/r_a)$	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13	0,11	0,09	0,06	0,04	0,02	-0,01	-0,03
r_i/r_a	1,98	1,88	1,78	1,68	1,58	1,48	1,38	1,28	1,17	1,07	0,97	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,68	0,63	0,58	0,52	0,46	0,39	0,32	0,24	0,16	0,07	-0,03	-0,14
$b_i \cdot \ln(r_i/r_a)$	5,39	4,65	3,95	3,28	2,65	2,07	1,53	1,04	0,60	0,23	-0,07	-0,30
$r_k \cdot \text{ctg}\gamma$	26,12	25,61	25,09	24,57	24,05	23,53	23,02	22,50	21,98	21,46	20,95	20,43
$r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln(r_k/r_a)$	5,60	4,97	4,36	3,76	3,17	2,59	2,02	1,46	0,91	0,38	-0,14	-0,65
m_i	5,04	4,52	4,00	3,48	2,97	2,45	1,93	1,41	0,90	0,38	-0,14	-0,66
J_i	5,22	4,59	3,98	3,40	2,84	2,32	1,83	1,38	0,97	0,62	0,31	0,08
φ_i	210,00	184,53	160,03	136,57	114,26	93,21	73,56	55,46	39,11	24,75	12,66	3,22

С помощью данной таблицы и произведённых расчётов выполнил построение плана спиральной камеры и график зависимости $r_i=f(\varphi_{\text{сп}})$ (Рисунок 3.2).

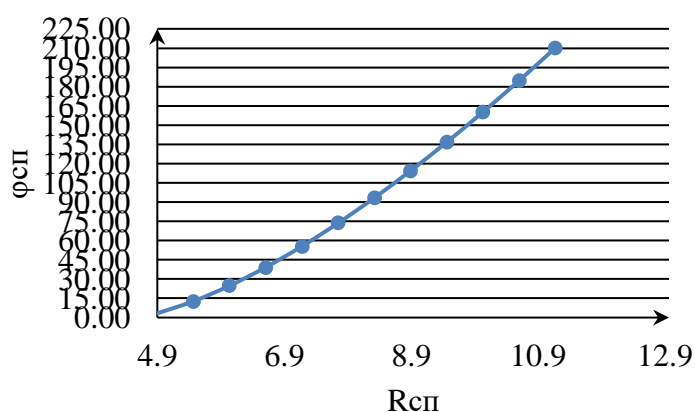


Рисунок 3.2 – График зависимости $\varphi_{\text{сп}}=f(r_i)$

С полученного графика снимаем значения r_i через каждые 15° .
В таблице 3.6 приведены координаты спиральной камеры.

Таблица 3.6 – Координаты для построения спиральной камеры

ϕ	0	15	30	45	60	75	90	105
r, м	4,8	5,58	6,27	6,84	7,45	8,07	8,6	9,18
ϕ	120	135	150	165	180	195	210	
r, м	9,7	10,22	10,77	11,26	11,7	12,23	12,7	

Ширина подвода из ГУХ:

$$B' = 2,5 \cdot D_1 = 17,75 \quad \text{м} \quad (3.29)$$

Необходимо установить промежуточный бычок, так как B' больше 7 м, ширина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 1,78 \quad \text{м} \quad (3.30)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 17,75 + 1,78 = 19,53 \quad \text{м} \quad (3.31)$$

3.6 Выбор серийного типа генератора

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

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

Число пар полюсов:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{93,8} = 32, \quad (3.32)$$

где f – частота сети, в ЕЭС России частота сети равна 50 Гц;

n – частота вращения агрегата.

По каталогу выбираем гидрогенератор СВ 1400/200-64

3.7 Расчёт деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов

3.7.1 Расчёт вала на прочность

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

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.33)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа,

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 71500}{93,8} = 7,42 \text{ МПа} \quad (3.34)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{7,42}{33} \right)^{0,33} = 1046 \text{ м} = 1000 \text{ мм} \quad (3.35)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм). Принимаем $D_g = 1000$ мм.

3.7.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 71500}{93,8 \cdot 7,1} = 85,88, \text{ кН} \quad (3.36)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_g , принимаем $d_n = 1000$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \text{ кПа}, \quad (3.37)$$

где $h_{п}$ принимается 400 мм., при $D_B = (850 - 1100)$ мм.

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.38)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\Pi}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (3.39)$$

Расчет:

$$p_{y\partial} = \frac{85,88}{1,015 \cdot 0,4} = 211,55 \text{ кПа}$$

$$U = 3,14 \cdot 93,8 \cdot \frac{1,015}{30} = 9,965 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 9,965 = 288,98 \text{ кПа}$$

Условие $p_{y\partial} \leq [p_{уд}]$ соблюдается.

Расчет сегментного подшипника:

$$h_n = 400 \text{ мм}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8$$

Определили усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)} \text{ кН}, \quad (3.40)$$

где $a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{уд}] \text{ кПа} \quad (3.41)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \pi \cdot \frac{d_{\Pi}}{Z_{\text{сегм}}} \text{ м} \quad (3.42)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.43)$$

Расчет:

$$a = \frac{360^{\circ}}{8} = 45^{\circ}$$

$$R_1 = \frac{85,88}{1 + 2 \cdot \cos(45^{\circ}) + 2 \cos(90^{\circ})} = 35,57 \text{ кН}$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,87 \cdot 3,14 \cdot \frac{1,05}{8} = 0,3466 \text{ м}$$

$$p_{уд} = \frac{85,88}{0,3466 \cdot 0,4} = 619,5 \text{ кПа}$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 9,965 = 498,25 \text{ кПа}$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ соблюдается.

В обоих видах подшипников вышесказанное условие соблюдается, но из-за более простой установки и эксплуатации выбираем сегментный подшипник.

3.7.3 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры маслонапорной установки определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме определяется тип маслонапорной установки для напора 40 м и D1 –7,1 м; МНУ 12,5 /1-40-12,5-2,

где: 12,5 - объем гидроаккумулятора

1 - количество гидроаккумуляторов

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²

12,5 – вместительность сливного бака в м³

2- количество насосов.

3.7.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определяем тип ЭГРК. Так как турбина поворотнo-лопастная, мной был выбран ЭГРК (для ГА с двумя регулируемыми органами). Диаметр главного золотника - 150мм.

Выбранный регулятор: ЭГРК-МП-150-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР - электрогидравлический регулятор

150- диаметр главного золотника

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

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

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

Для Уральской ГЭС с числом агрегатов, равному 2, для максимальной надежности передачи электроэнергии рассмотрим вариант – схему с простыми блоками.

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор силового трансформатора

По каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбирается силовой трансформатор ТДЦ-125000/220.

- Т – трехфазный;
- Д- дутье;
- Ц – циркуляция масла принудительная;
- 125000 -номинальная мощность трансформатора, кВА;
- 220-значение высшего напряжения, кВ.

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	87,4
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{вн}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{нн}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	U_k	%	10,5
Потери короткого замыкания	ΔP_k	кВт	380
Потери холостого хода	ΔP_x	кВт	135
Ток холостого хода	I_x	%	0,5

4.2.2 Выбор трансформатора собственных нужд станции

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

$$P_{\text{СН}}^{\text{станции}} = P_{\text{установленная}} \cdot 0,01 = 143 \cdot 0,01 = 1,43 \text{ МВт} \quad (4.1)$$

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд. По подходящей мощности выбирается трансформаторы ТСЗ – 2000/13,8/6,3 и ТСЗ – 2000/6,3/0,4

- Т-трансформатор.
- С-сухой.
- 3-защищённый.
- 2000- номинальная мощность трансформатора, кВА.
- 6,3/0,4 - значение низшего напряжения, кВ.
- 13,8/6,3 - значение высшего напряжения, кВ.

Параметры трансформатора ТСЗ – 2000/13,8/6,3 и ТСЗ – 2000/6,3/0,4 представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры трансформаторов ТСЗ–2000/13,8/6,3 и ТСЗ-2000/6,3/0,4

Наименование величины	Обозначение	ТСЗ – 2000/13,8/6,3	ТСЗ – 2000/6,3/0,4
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	2,0	2,0
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$, кВ	13,8	6,3
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$, кВ	6,3	0,4
Потери активной мощности	ΔP , кВт	11,8	11,5
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP_x , кВт	3,6	3,1
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	0,5	0,3
Напряжение короткого замыкания	ΔU_k , %	8	5

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

Суммарная мощность, выдаваемая на распредустройство:

$$S_{\Sigma} = \Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{с.н.}} = 143 - 1,43 = 141,57 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.2)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ равна 135 МВт. Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{\text{нат}}/\cos\varphi_c} + 1 = \frac{141.57}{135/0,85} + 1 = 2 \quad (4.3)$$

Принимается 2-х цепная ВЛ 220 кВ.

Рабочий ток линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{P_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{141570}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 185,7 \text{ А.} \quad (4.4)$$

Расчетный ток линии:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 185,7 = 195,05 \text{ А,} \quad (4.5)$$

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

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{P_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{168300}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 371,5 \text{ А.} \quad (4.6)$$

Принимается провод марки АС-240/39. Каталожные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры провода марки АС-240/39

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Удельное активное сопротивление	$r_{уд}$	Ом/км	0,011
Удельное реактивное сопротивление	$x_{уд}$	Ом/км	0,11
Предельно допустимый ток	$I_{\text{доп}}$	А	610

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

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

1) Для первого варианта при количестве присоединений $n=4$ принимаем схему РУ одиночного блока.

Капиталовложения:

$$K = K_T \cdot n + K_{\text{СН}} \cdot m + K_{\text{РУ}} \cdot t = 48471300 \cdot 2 + 1050000 \cdot 2 + 17600000 \cdot 4 = 169442600 \text{ р,} \quad (4.7)$$

Где:

n – количество силовых трансформаторов;

K_T – стоимость силового трансформатора;

m – число трансформаторов собственных нужд;

K_{CH} – стоимость трансформатора собственных нужд;

K_{PY} – стоимость ячейки КРУ

t – число ячеек

2) Для второго варианта принимаем схему РУ укрупненного блока.

Капиталовложения:

$$K = K_T \cdot n + K_{CH} \cdot m + K_{PY} \cdot t = 102301000 \cdot 2 + 1050000 \cdot 2 + 17600000 \cdot 4 = 277102000 \text{ р.} \quad (4.8)$$

Наиболее экономичным из вариантов электронных установок требует наименьшего числа полных приведенных затрат:

$$Z = E \cdot K + U, \quad (4.9)$$

Для первого варианта:

$$Z = 0,15 \cdot 169442600 + 11092 = 25427482 \text{ р.}$$

Для второго варианта:

$$Z = 0,15 \cdot 277102000 + 14000 = 41579300 \text{ р.}$$

Найдем разницу приведенных затрат между вариантами:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = 39\% \quad (4.10)$$

Принимаем вариант с одиночным блоком, т.к. этот вариант более эффективен экономически и технически, чем вариант №2.

4.5 Расчёт токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов

На рисунке 4.1 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.2 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	V_ш
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		14		
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		14		
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		14		
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Выключатель Б1		14		
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Выключатель Б2		14		
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Выключатель Б3		14		
7	<input type="checkbox"/>			y	7	КРУЭ		230		
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Система		230		

Рисунок 4.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Генератор 1 - Выключат...							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Генератор 2 - Выключат...							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Генератор 3 - Выключат...							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Выключатель Б1 - КРУЭ	0,64	51,50					0,060
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Выключатель Б2 - КРУЭ	0,64	51,50					0,060
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Выключатель Б3 - КРУЭ	0,64	51,50					0,060
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			КРУЭ - Система	0,44	4,40					

Рисунок 4.2 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Uрон	ур.Е	ур.Uрон	I1	d1	d2	d2	d0	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c
1			1	Система	8	12,760	240,450	12,760	240,450	12,760	240,450	230,000				0,540	-86,915				0,540	-86,915	-0,540	-26,915	0,540	33,085
2			2	Генератор 1	1	0,040	0,510	0,040	0,510	0,040	0,510	15,994				17,999	-85,515				17,999	-85,515	-17,999	-25,515	17,999	34,485
3			3	Генератор 2	2	0,040	0,510	0,040	0,510	0,040	0,510	15,994				0,047	-89,815				0,047	-89,815	-0,047	-29,815	0,047	30,185
4			4	Генератор 3	3	0,040	0,510	0,040	0,510	0,040	0,510	15,994				0,047	-89,815				0,047	-89,815	-0,047	-29,815	0,047	30,185

Рисунок 4.3 – Исходные данные по генераторам

На рисунке 4.4 представлен результаты расчетов трехфазного КЗ на выводах, так же на рисунке 4.5 представлены результат расчета трехфазного КЗ на СШ 220 кВ, а на рисунке 4.6 расчет однофазного КЗ на СШ 220 кВ.

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	dI1	r1	x1	I2
1	1	1	3ф	1					17,7261	-85,54			

Рисунок 4.4 – Результаты расчета трехфазного КЗ на выводах генератора

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	dI1	r1
1	1	1	3ф	7					9,1956	-89,11	

Рисунок 4.5 – Результаты расчета трехфазного КЗ на СШ 220 кВ

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2	I0	dI0	r0
1	1	1	1ф	7					4,5755	-89,10			4,5755	-89,10			4,5755	-89,10	

Рисунок 4.6 – Результаты расчета однофазного КЗ на СШ 220 кВ

В таблице 4.4 представлены результаты расчета токов КЗ.

Таблица 4.4 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Тип КЗ	Номер узла	I _{по} , кА	i _у , кА
3 ф	1	17,7	45,13
3 ф	7	9,2	14,4
1 ф	7	13,74	21,3

4.6 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:

$$I_{г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} \quad (4.11)$$

$$I_{г,раб\ max} = 1,05 \cdot 3,59 = 3,769 \text{ кА.}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(РУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном}} = \frac{85,5}{\sqrt{3} \cdot 240} = 0,21 \text{ кА.} \quad (4.12)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{168}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 240} = 0,20 \quad (4.13)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{168}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 240} = 0,404 \text{ кА.} \quad (4.14)$$

4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8кВ

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:

$$U_{ном} \geq U_{ном.с} \quad (4.15)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб,мах} \quad (4.16)$$

$$V_{к,ном} \geq V_{к,расч} \quad (4.17)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-20-90/6300 УЗ и разъединитель РВПЗ -2-20/12500Н УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчетные данные	Выключатель ВГГ-20-90/6300 УЗ	Разъединитель РВПЗ -2-20/12500Н УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 3769 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 17,7 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 90 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 410 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 45,13 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 160 \text{ кА}$
$\text{Вк.расч. кА}^2 \cdot \text{с} = 12,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	0,5	8
Синхронизатор	АС-М	0,5	10
			$\Sigma = 18 \text{ В} \cdot \text{А}$

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

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

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

4.8 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШВ 15Б/0,2/10Р-125000/5. Производитель ООО «Завод электротехнического оборудования». Проверка трансформатора тока ТШВ 15Б/0,2/10Р-125000/5 представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ТШВ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3769 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-15 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

4.9 Выбор параметров ОРУ

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1.

Каталожные данные и проверка выключателя и разъединителя представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка разъединителя РН-СЭЩ-220-1250

Расчетные данные	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.max}} = 202 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$i_{\gamma} = 14,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 64 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч.}} = \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.10 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты цепи 220 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-220УХЛ1 с полимерной внешней изоляцией.

5 Релейная защита и автоматика

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

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Перечень защит основного оборудования

Генератор СВ – 1400/200-64

Силовой трансформатор ТДЦ 125000/220/13,8

Линии электропередачи 220 кВ

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

На главном гидрогенераторе СВ – 1400/200-64:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 125000/220/13,8:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);

- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Контроль изоляции выводов.

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 220кВ:

- 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 220кВ предусматривается УРОВ 220кВ.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

В таблице 5.1 представлены параметры генератора, а в таблице 5.2 параметры силового трансформатора.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип	СВ 1400/200-64	
Мощность номинальная	полная	85,5 МВА
	активная	72,5 МВт
Номинальное напряжение	13,8 кВ	
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,85	
Частота вращения	93,8 об/мин	
Номинальный ток статора	3568,5 А	
Ток ротора при номинальной нагрузке	208,5 А	

Продолжение таблицы 5.1

Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е)	синхронное X_d	0,73
	переходное $X'd$	0,29
	сверхпереходное $X''d$	0,19

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ – 125000/220/13,8
Мощность номинальная	87,4 МВА
Номинальное напряжение	242 кВ
Напряжение короткого замыкания	$U_k = 10,5$

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 3408$ А.

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

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.2)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

$$I_{CP,0} = (0,15 - 0,2) \cdot I_H \quad (5.3)$$

Принимаем уставку:

$$I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 511 \text{ А.} \quad (5.4)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.5)$$

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;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}} = 20270 \text{ А}. \quad (5.6)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (1.4):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,19} \cdot 3408 = 2027 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad \text{где } I_{\text{T}} = I_{\text{МАКС}} \quad (5.7)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{2027 \cdot 2}{20270}$$

$$K_{\text{T}} > 0,2,$$

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):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.8)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.9)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

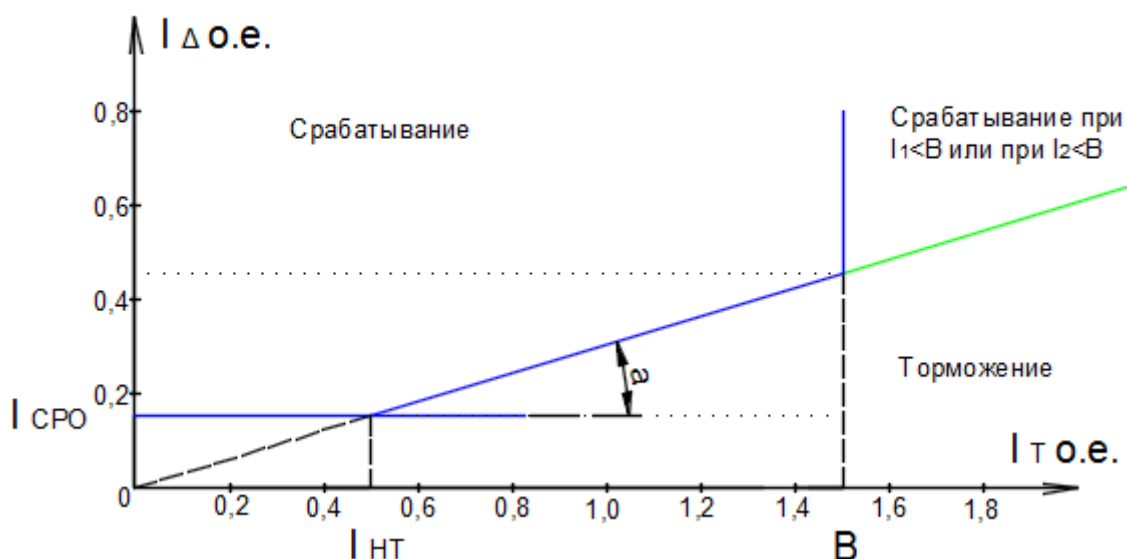


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 C_{III} – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_G + C_T + C_{III} + C_{BG} = 0,9 + 0,012 + 0,008 + 0,35 = 1,27 \quad (5.13)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 9,5 \text{ А.} \quad (5.14)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.15)$$

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:

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

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,27} = 217,95 \text{ В.}$$

Расчетное значение $U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 217,95 \text{ В.}$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст}} \quad (5.17)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 217,95}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}$$

$$U_{CP} \geq 4,32 \text{ В,}$$

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

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.18)$$

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

Защита с выдержкой времени 500 мс действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

Защита от повышения напряжения имеет две ступени

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

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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:

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

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

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

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

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.21)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = A / I_{*2}^2, \quad (5.22)$$

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

Защита следующие органы органов:

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

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H \quad (5.23)$$

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18 \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,5} = 0,12, \quad (5.25)$$

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

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

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,12$:

$$t_{\text{Доп}} = \frac{20}{0,12^2} \approx 1389, \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2} = 617,3 \quad (5.27)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_2^2 \cdot t_{\text{СР}} \quad (5.28)$$

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

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.2.

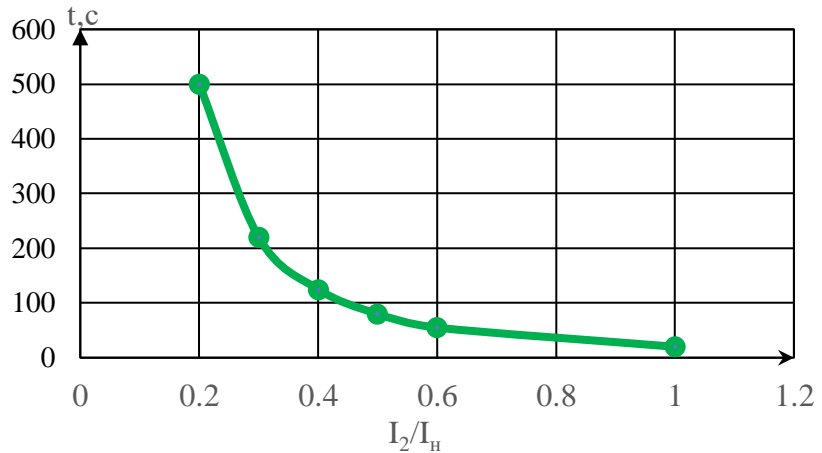


Рисунок 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

$$x_{d\text{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 58,43, \quad (5.29)$$

где $x_{dВН}''$ - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,192 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 59,43, \quad (5.30)$$

где $x_{2ВН}$ - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2С.З.} = \frac{1}{1,1 (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1 (58,43 + 59,43 + 2 \cdot 0,44)} = 0,0076 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.З.}^{(2)} = 2I_{2С.З.*} \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,0076 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (5.32)$$

где x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2С.З.}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1 ((x_d'' + x_T + x_L) + (x_2 + x_T + x_L))} = \frac{0,0097}{K_{\text{ч}}} = 0,015 \quad (5.33)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.З.} = 2I_{2С.З.*} \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,015 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,52 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания защиты равную 0,25.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}} = 4,6 \text{ А}, \quad (5.35)$$

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

$K_{\text{В}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}} = 4,7 \text{ А}. \quad (5.36)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.3.

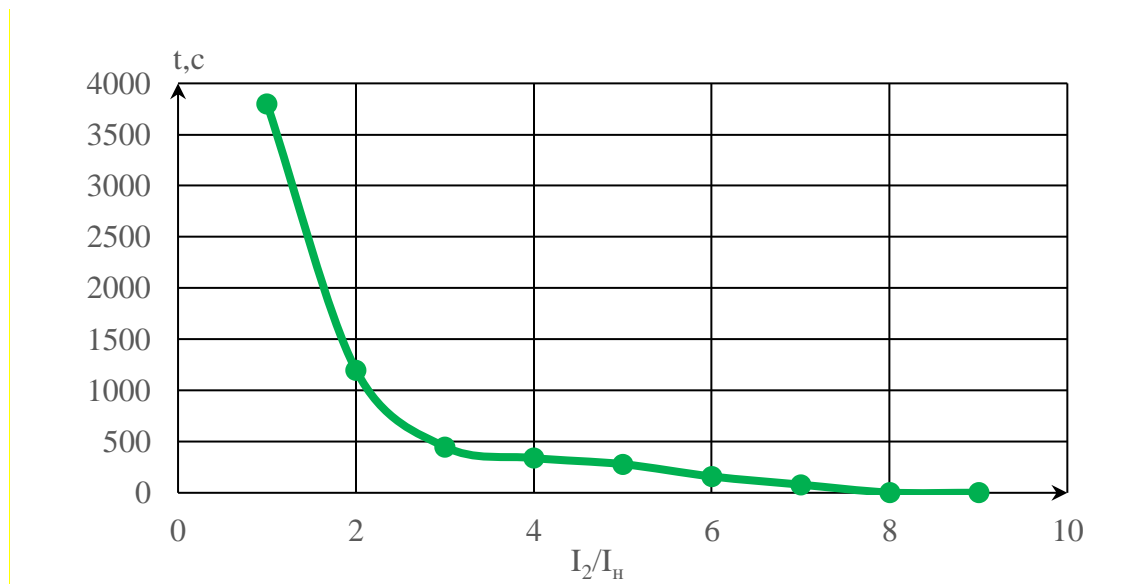


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ} = 6,5 \text{ А.} \quad (5.37)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.38)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционных выключателей, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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

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

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

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

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 70,35 + \frac{0,8}{2} \cdot 8,84 = 59,8 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 242^2}{87,4} = 70,35 \text{ Ом}.$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{(x_{уд} \cdot l)^2 + (r_{уд} \cdot l)^2} \quad (5.40)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{(0,11 \cdot 80)^2 + (0,011 \cdot 80)^2} = 8,84$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{72,5}{87,4} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{72,5}{242^2} \cdot 8,84 = 0,074$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,074 \cdot 2,62 = 0,193 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{85,5} = 2,23$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,193 \cdot \frac{\frac{1500}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,41 \text{ Ом}. \quad (5.42)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,5 \text{ Ом}$.

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

3) 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, $\Delta Z = 30 - 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3568,5} = 2,23 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – 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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 868 - 0,95}{610,5}}{0,77} = 2,45, \quad (5.44)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.45)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot 2,5} = \frac{0,89}{0,95 \cdot 2,5} = 0,37 \quad (5.46)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 68,3^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о. е.} \quad (5.47)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,34 \cdot \frac{13,8^2}{85,5} = 0,76 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,76 \cdot 1500/5}{13800/100} = 1,65 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 1,7 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,15 \cdot 0,193 = 0,075 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,15 \cdot 0,76 = 0,114 \text{ Ом}$.

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

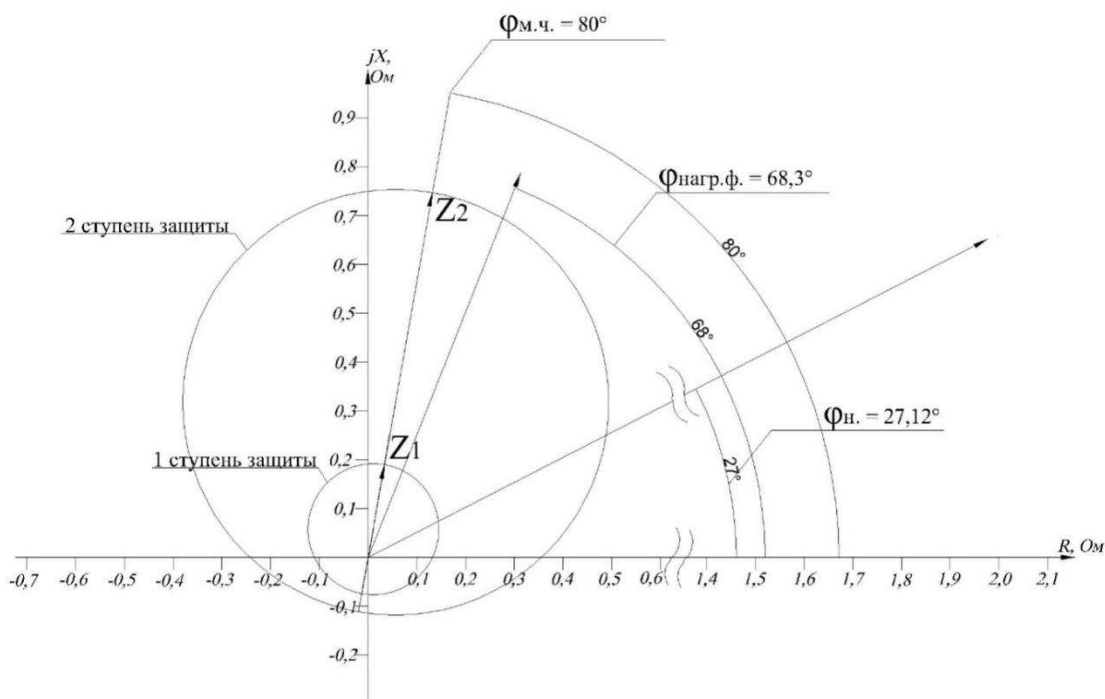


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} = 4,82 \quad (5.50)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} = 4,95 \quad (5.51)$$

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

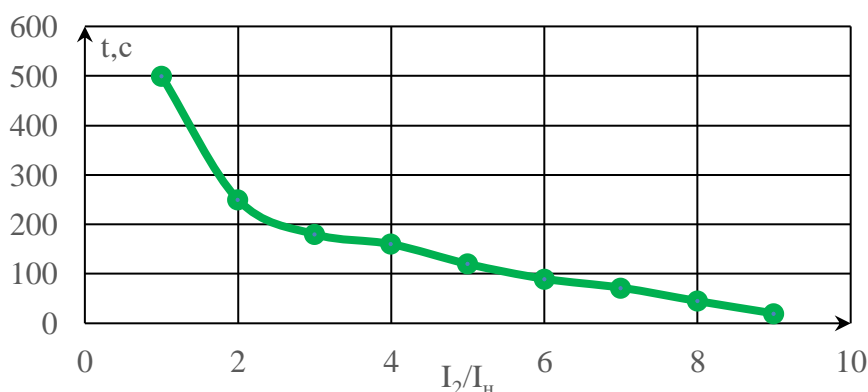


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} = 9,85 \quad (5.52)$$

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

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

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ($H=38$ м) и типа грунтов оснований (скальное основание – гранит), присвоен: III.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации. По установленной мощности ($N=143$ МВт), присвоен: III.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений 1122 человек, что от 500 до 3000), присвоен: II.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это II класс.

6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью ∇ ГБП:

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

где a - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для II класса – 0,7 м.

Для скорости ветра $V_w = 17$ м/с, принимаю $K_w = 1,83 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 29000$ м.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 29000}{17^2} = 984$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{17} = 12464,$$

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

2. По графику (рис.1) по верхней огибающей кривой и значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$.

При $\frac{gL}{v^2} = 984$ определим $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,044$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 2,78$

При $\frac{gt}{v} = 12464$ определим $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,082$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 4,1$

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} :

$$\bar{h} = \frac{0,044 \cdot v^2}{g} = \frac{0,044 \cdot 17^2}{9,81} = 1,30 \text{ м.} \quad (6.2)$$

$$\bar{T} = \frac{2,78 \cdot v}{g} = \frac{2,78 \cdot 17}{9,81} = 4,82 \text{ с.} \quad (6.3)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,82^2}{2 \cdot 3,14} = 36,25 \text{ м.} \quad (6.4)$$

4. Условие $d = 19 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 18,13 \text{ м}$ выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 1,30 \cdot 2,12 = 2,75 \text{ м,} \quad (6.5)$$

где $k_i = 2,12$ – коэффициент принимаемый по графику (рис. 2).

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 250 + 2,75 + 0,7 = 253,45 \text{ м.}$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 253,45 - 212 = 41,45 \text{ м.}$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 244 + 1,6 \cdot 6 = 253,6 \text{ м,} \quad (6.6)$$

где $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м,}$

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 253,6 метра.

6.3 Гидравлические расчеты

В результате гидравлического расчёта определяю:

- ширину водосливногo фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;

- размеры гасителей;
- способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуски расчётного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчётного расхода при основном расчётном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для проверки расчётного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ_{max} всеми пропускными сооружениями.

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{p.осн.} = Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} - Q_{пр} \quad (6.7)$$

$$Q_{p.осн.} = 1503 - (2 - 1) \cdot 310 - \frac{1,25 \cdot 10^9}{5 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 68 = 1029 \text{ м}^3/\text{с},$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 1% обеспеченности,

$V_{пол}$ – полезный объем водохранилища; $t_{ср}$ – время сработки (5 месяцев, берем из водно-энергетических расчетов);

$Q_{ГЭС}$ – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6 включительно [3].

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.8)$$

где q_p – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ}, \quad (6.9)$$

где $h_{НБ}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$, УНБ = 217,0 м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 217 - 212 = 5 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где $[v_h]$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,0 м/с.

$$q_p = 5,0 \cdot 5 = 25, \text{ м}^2/\text{с}$$

Тогда

$$q_B = 1,25 \cdot 25 = 31,25, \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{1029}{31,25} = 32,91 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 10$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{32,91}{10} = 3,29 \approx 4 \quad (6.12)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 10 \cdot 4 = 40 \text{ м}. \quad (6.13)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского $\delta_B = 0,25 \cdot b + (0,5 - 2)\text{м} = 0,25 \cdot 10 + 1,5 = 4$ м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 40 + (4 - 1) \cdot 4 = 52 \text{ м}. \quad (6.14)$$

6.3.2 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:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.15)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка без вакуумной водосливной стенки типа B ($m \approx 0,49$).

$$H_{01} = \left(\frac{1029}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,2 \text{ м}.$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.16)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1$;

σ_ϕ – коэффициент формы водосливной ($\sigma_\phi = 1$).

На рисунке 6.1 представлена водосливная стенка нормального очертания.

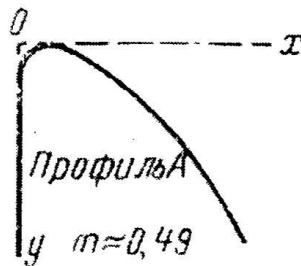


Рисунок 6.1 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицера)

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (6.17)$$

где $\xi = 0,45$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая).

На рисунке 6.2 представлены очертания быков.

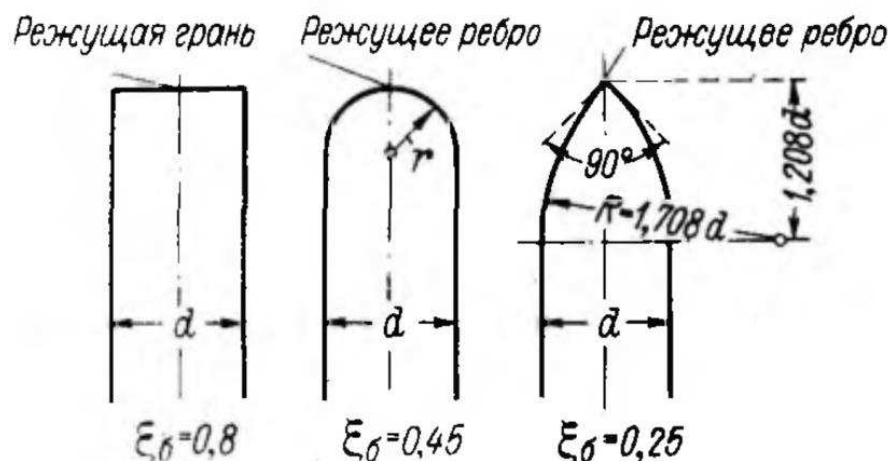


Рисунок 6.2 – Очертание быков в плане

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 5,2 \cdot 0,45}{10} = 0,953$$

$$H_{02} = \left(\frac{1029}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,953 \cdot 1 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,37 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.18)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1) \cdot \delta_B)} \quad (6.19)$$

$$v_0 = \frac{1029}{(250 - 212)(40 + (4-1) \cdot 4)} = 0,521 \text{ м/с.}$$

$$H = 5,37 - \frac{1,1 \cdot 0,521^2}{2 \cdot 9,81} = 5,35 \text{ м.}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 6,0 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 250 - 6 = 244 \text{ м.} \quad (6.20)$$

6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопрпускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{сп}}} - Q_{\text{пр}} = 1963 - (2 - 1) \cdot 310 - \frac{1,25 \cdot 10^9}{5 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 68 = 1489 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.21)$$

Определим напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1489}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,65 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Во втором приближении определим напор $H_{02\text{пов.}}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m_{\text{пов.}} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.23)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - \frac{0,2 \cdot 6,65 \cdot 0,45}{10} = 0,940,$$

где $m_{\text{пов.}}$ – коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{\text{пов.}} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \left(\frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right] \quad (6.24)$$

$$m_{\text{пов.}} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{6,65}{6} - 0,05 \cdot \left(\frac{6,65}{6} \right)^2 \right] = 0,497$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{1489}{0,497 \cdot 1 \cdot 0,940 \cdot 1 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,86 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов.}} = H_{02\text{пов.}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов.}}^2}{2g} \quad (6.25)$$

$$v_{0\text{пов.}} = \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} \quad (6.26)$$

$$v_{0\text{пов.}} = \frac{1489}{(251-212) \cdot (40 + (4-1) \cdot 4)} = 0,734 \text{ м/с}$$

$$H_{\text{пов.}} = 6,86 - \frac{1,1 \cdot 0,734^2}{2 \cdot 9,81} = 6,83 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли отметка $\nabla\text{ФПУ}_p$ заданную $\nabla\text{ФПУ} = 251,0$ м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов.}} = 244 + 6,83 = 250,83 \text{ м.} \quad (6.27)$$

$\nabla\text{ФПУ} > \nabla\text{ФПУ}_p$, пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода $Q_{\text{пов.}} = 1963 \text{ м}^3/\text{с}$.

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{\text{ст}}$. Расчеты сведем в таблицу б.1.

Таблица 6.1 – Координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера - Офицерова)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,76	21	12,00	7,41
2	0,60	0,22	22	12,60	8,21
3	1,20	0,04	23	13,20	9,05
4	1,80	0,00	24	13,80	9,92
5	2,40	0,04	25	14,40	11,36
6	3,00	0,16	26	15,00	11,76
7	3,60	0,36	27	15,60	12,73
8	4,20	0,60	28	16,20	13,73
9	4,80	0,88	29	16,80	14,77
10	5,40	1,19	30	17,40	15,66
11	6,00	1,54	31	18,00	16,94
12	6,60	1,93	32	18,60	18,08
13	7,20	2,36	33	19,20	19,24
14	7,80	2,85	34	19,80	20,43
15	8,40	3,38	35	20,40	21,65
16	9,00	3,97	36	21,00	22,91
17	9,60	4,58	37	21,60	24,19
18	10,20	5,24	38	22,20	25,49
19	10,80	5,92	39	22,80	26,83
20	11,40	6,65	40	23,40	28,19

На рисунке 6.3 представлено очертание оголовка.

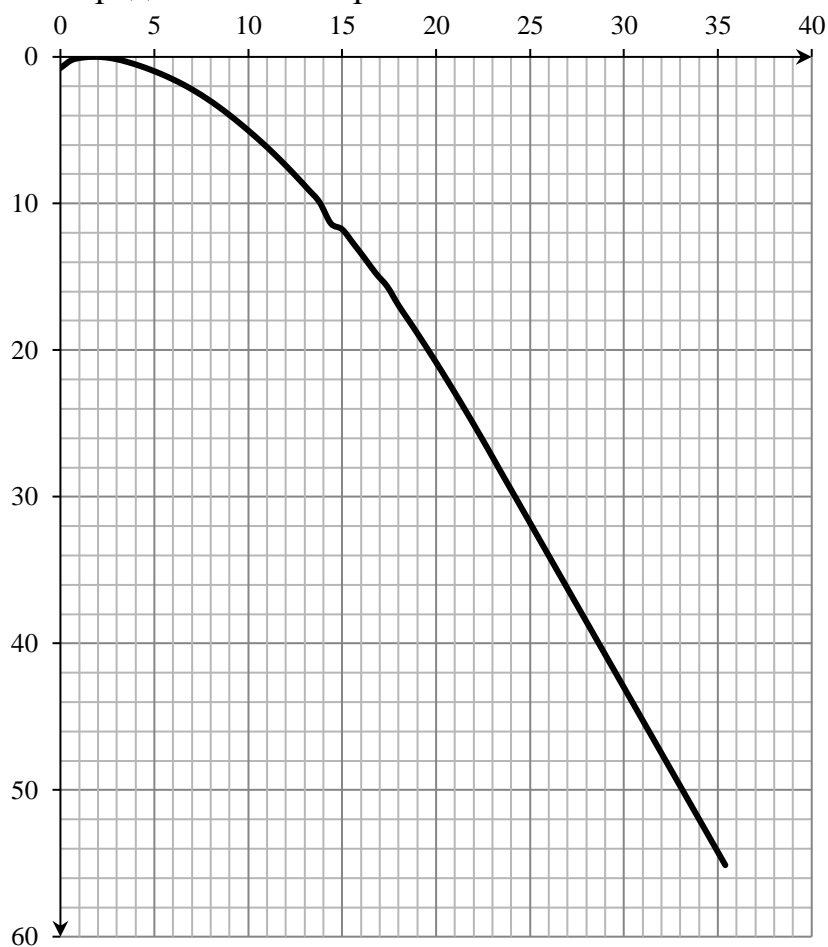


Рисунок 6.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля

6.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Устанавливаю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

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.

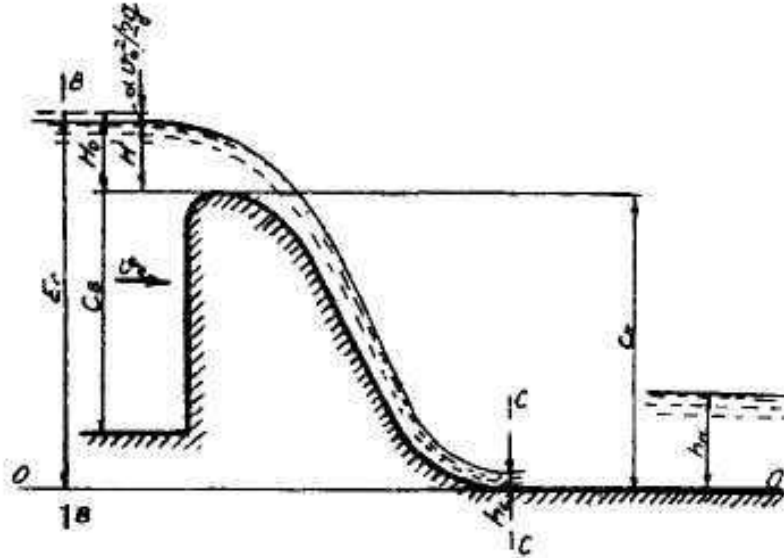


Рисунок 6.4 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{сн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1029^2}{9,81 \cdot (52)^2}} = 3,53 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 250 - 212 = 38 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{38}{3,53} = 10,77 \text{ м.} \quad (6.30)$$

По графику [4, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,228$ и $\xi_{T_0}'' = 2,9$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,228 \cdot 3,53 = 0,80 \text{ м.} \quad (6.31)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,9 \cdot 3,53 = 10,23 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Глубина в НБ при $Q_{осн}=1648$ ($\text{м}^3/\text{с}$), $h_{НБ} = 5,0$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотинкой 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. Гашение энергии в нижнем бьефе будет осуществляться водобойным колодцем.

6.3.5 Расчет водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определённых расчетом, не должно превышать 5-10 %.

Первоначально, глубину колодца определим по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + Z'), \quad (6.33)$$

где σ – коэффициент, увеличивающий глубину в колодце, что обеспечивает образование затопленного прыжка, $\sigma = 1,1$;

Z' - перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной d .

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{НБ}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right), \quad (6.34)$$

где φ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, зависящий от кромки уступа, принимается 0,92.

$$q = \frac{Q_{осн.р.}}{B + \sum \delta_6} = \frac{1029}{52} = 19,78 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.35)$$

$$Z' = \frac{19,78^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 5^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 10,23^2} \right) = 0,77 \text{ м.}$$

Тогда, глубина колодца будет равна:

$$d = 1,1 \cdot 10,23 - (5 + 0,77) = 5,48 \text{ м.}$$

Находим полную удельную энергию для второго приближения:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 250 - 212 + 5,48 = 43,48 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{43,48}{3,53} = 12,33 \text{ м.} \quad (6.37)$$

По графику определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,22$ и $\xi_{T_0}'' = 2,98$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,22 \cdot 3,53 = 0,77 \text{ м.} \quad (6.38)$$

$$h_c'' = \xi_{T_0}'' \cdot h_{кр} = 2,98 \cdot 3,53 = 10,51 \text{ м.} \quad (6.39)$$

$$Z' = \frac{19,78^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 5^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 10,51^2} \right) = 0,78 \text{ м.}$$

$$d = 1,1 \cdot 10,51 - (5 + 0,78) = 5,79 \text{ м.}$$

В третьем приближении полная удельная энергия:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 250 - 212 + 5,79 = 43,79 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{43,79}{3,53} = 12,42 \text{ м.}$$

По графику [4, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,22$ и $\xi_{T_0}'' = 3,01$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,22 \cdot 3,53 = 0,77 \text{ м.}$$

$$h_c'' = \xi_{T_0}'' \cdot h_{кр} = 3,01 \cdot 3,53 = 10,62 \text{ м.}$$

$$Z' = \frac{19,78^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 5^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 10,62^2} \right) = 0,78 \text{ м.}$$

$$d = 1,1 \cdot 10,62 - (5 + 0,78) = 5,91 \text{ м.}$$

Так как разница между глубиной колодца в третьем и втором приближениях составляет около 3%, то принимаем $d = 5,91$ м.

Отметка пола водобоя:

$$ПВ = ДНО - d = 212 - 5,91 = 206,09 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Длина водобоя при наличии в нем гасителя:

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{\text{пр}} \quad (6.41)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 10,62 - 0,77) = 48,50 \text{ м.} \quad (6.42)$$

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot 48,50 = 43,65 \text{ м.}$$

6.4 Конструктивные элементы плотины

6.4.1 Расчет водобойной плиты

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплытия. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского.

$$t_{\text{в}} = 0,15 \cdot V_{\text{сж}} \cdot \sqrt{h_c}, \quad (6.43)$$

где $V_{\text{сж}}$ – скорость потока в сжатом сечении

$$V_{\text{сж}} = \frac{q}{h_c} = \frac{19,78}{0,77} = 25,73 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.44)$$

$$t_{\text{в}} = 0,15 \cdot 25,73 \cdot \sqrt{0,77} = 3,38 \text{ м.}$$

Устойчивость на всплытие определяется по условию:

$$\frac{\Sigma W_{\text{уд}} \cdot \gamma_{cd}}{\Sigma W_{\text{всп}} \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.45)$$

где, $\Sigma W_{\text{уд}}$ – сумма сил, удерживающих плиту от всплытия;

γ_{cd} – коэффициент условия работы I группы предельных состояний,

$\gamma_{cd} = 0,9$;

$\Sigma W_{\text{всп}}$ – сумма сил, вызывающих всплытие плиты;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий при расчет по I группе предельных состояний, $\gamma_{lc} = 1$;
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности, при расчетах для I группы предельных состояний для плиты II класса, равен $\gamma_n = 1,2$.

Удерживающие силы:

Вес плиты водобоя с учетом взвешивания:

$$G_{нл} = (\rho_б - \rho_в) \cdot g \cdot l_в \cdot t_в \cdot \gamma_f, \quad (6.46)$$

$$G_{нл} = (2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 43,65 \cdot 3,38 \cdot 0,95 = 1927,19 \text{ кН.}$$

Силы, вызывающие всплытие плиты:

Дефицит давления:

$$W_д = 0,5 \cdot \rho_в \cdot g \cdot l_в \cdot 0,7 \cdot (h_c'' - h_c') \text{ кН.} \quad (6.47)$$

$$W_д = 0,5 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 43,65 \cdot 0,7 \cdot (10,62 - 0,77) = 1475,89 \text{ кН.}$$

Фильтрационное давление:

$$W_ф = 0,5 \cdot \rho_в \cdot g \cdot l_в \cdot 0,05 \cdot (T - h_c'') \cdot \gamma_f = 0,5 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 43,65 \cdot 0,05 \cdot (43,91 - 10,62) \cdot 1 = 356,43, \text{ кН} \quad (6.48)$$

$$T = \text{НПУ} - \text{ПВ} = 250 - 206,09 = 43,91 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Вертикальная пульсационная нагрузка:

$$W_п = \alpha \cdot \frac{V_{сж}^2}{2} \cdot \rho_в \cdot \omega = 0,06 \cdot \frac{25,73^2}{2} \cdot 1,0 \cdot 3,38 = 67,18 \text{ кН.} \quad (6.50)$$

$\alpha = (0,05 \div 0,07)$, принимаем $\alpha = 0,06$

$\omega = t_в \cdot 1 = 3,38 \text{ м.}$

$$\frac{G_{нл} \cdot \gamma_{cd}}{(W_д + W_ф + W_п) \cdot \gamma_{lc}} = \frac{1927,19 \cdot 0,9}{(1475,89 + 356,43 + 67,18) \cdot 1} = 0,91 \quad (6.51)$$

$0,91 \leq 1,2$, значит следует увеличить толщину водобойной плиты.

Принимаем $\gamma_n = 1,2$, определяем вес плиты во взвешенном состоянии

$$G_{нл} = \frac{1,2 \cdot (W_д + W_ф + W_п) \cdot \gamma_{lc}}{\gamma_{cd}} = \frac{1,2 \cdot (1475,89 + 356,43 + 67,18) \cdot 1}{0,9} = 2532,67 \quad (6.52)$$

Толщина плиты:

$$t_в = \frac{G_{нл}}{(\rho_б - \rho_в) \cdot g \cdot l_в \cdot \gamma_f} = \frac{2532,67}{(2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 43,65 \cdot 0,95} = 4,45 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Толщина плиты водобоя принимается 4,45 м.

6.4.2 Определение ширины подошвы плотины

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

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_{\text{в}} - a = 212 - 5,91 - 4,45 - 3 = 198,64 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где d – глубина колодца;

$t_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты;

a – конструктивный запас, $(2 \div 3)$ м;

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 250 - 198,64 = 51,36 \text{ м}. \quad (6.55)$$

При соотношении $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = (0,67 \div 0,7)$ плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости.

Ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{пл}} = 0,7 \cdot h_{\text{пл}} = 0,7 \cdot 51,36 = 36 \text{ м}. \quad (6.56)$$

6.4.3 Дренаж в теле бетонной плотины

Для снятия фильтрационного давления устраивается вертикальный дренаж.

Вдоль напорной грани плотины предусмотрен дренаж в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в смотровые галереи. Диаметр скважин принимаем 20 см. Расстояние между осями дрен - 3 м.

6.4.4 Дренажные устройства в основании

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 0,2 м с шагом 3 м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$l_1 = 0,1 \cdot B = 0,1 \cdot 36 = 3,6 \text{ м}. \quad (6.57)$$

6.4.5 Разрезка бетонной водосливной 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:

$$b_c = b + \delta_b, \quad (6.58)$$

где b_c – ширина секции с учетом разрезного быка,

b – ширина пролета в свету,

δ_b – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$$b_c = 10 + 4 = 14, \text{ м}$$

При ширине основания $B=36$ м, принимаем 2 столба шириной 18 м. Омоноличивание профиля плотины обеспечивается бетонированием швов шириной 1,5 м.

6.4.6 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 2.1.1). Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

6.4.7 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.

6.4.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 20 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 оборудования. Примем 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 – 2,5 м, высотой – 2,5 м. Смотровые галереи находятся на отметках: $\nabla 218,64$ м; $\nabla 238,64$ м.

6.4.9 Рисберма

Рисберма – участок за водобойной стенкой, укрепленный бетонными плитами, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Длина участка с плитами рисбермы:

$$L_p = \frac{0,4}{n} \cdot h_c = \frac{0,4}{0,1} \cdot 10,62 = 42,5 \text{ м.} \quad (6.59)$$

Количество плит рисбермы по длине:

$$N = L_p / 12 = 42,5 / 12 = 3,54, \text{ принимается количество плит - 4.}$$

Ширина рисбермы равна ширине водосливного фронта.

Толщина плит рисбермы: для первого ряда толщина плит принимается равной половине толщины плиты водобоя – 2,22 м, для второго и третьего – 1,72 м и для четвертого – 1,22 м.

6.4.10 Пропуск расходов 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.

$$Q_{p.v.} = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}}}{t_{\text{сраб}}} + Q_{\text{пр}} = \frac{1250000000}{5 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 68 = 164,45 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.60)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}, \quad (6.61)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие;

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

$\omega_{\text{ВО}}$ – площадь выходного отверстия.

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

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{р.в.}}}{2} = 82,23 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.62)$$

Для того, чтобы определить $H_{\text{ВО}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=2$ м, тогда нижняя отметка донного отверстия 204,6 м. отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 204,6 + \frac{h}{2} = 205,6 \text{ м}. \quad (6.63)$$

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 250 - 205,6 = 44,40 \text{ м}. \quad (6.64)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}}} = \frac{82,23}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 44,40}} = 7,03 \text{ м}^2. \quad (6.65)$$

Так как высота отверстия 2 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{ВО}}}{h} = \frac{7,03}{2} = 3,51 \text{ м}. \quad (6.66)$$

Округлим до 4 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{\text{ВО}} = b \cdot h = 2 \cdot 4 = 8 \text{ м}^2. \quad (6.67)$$

Исходя из расчета получаем 4 водосбросных сооружения $h=2$ м, $b=4$ м.

6.5 Статические расчеты плотины

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

6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 1122,2 \text{ м}^2,$$

$$S_{\delta} = 1298,8 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1122,2 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 4} = 18872,20 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.68)$$

Точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$ также была определена с помощью приложения AutoCad.

$$Y_{\text{пл}} = 5,68 \text{ м}.$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \rho_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1298,8 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{10 + 4} = 8736,84 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.69)$$

$$Y_{\delta} = 7,77 \text{ м}.$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.70)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (251 - 244 + 0,5) \cdot 10 = 75 \text{ м}^2. \quad (6.71)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 75 \cdot \sqrt{75} \cdot 9,81 = 350,45 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}} = \frac{350,42}{10 + 4} = 25,03 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.72)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_{\text{в}}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 51,36^2}{2} = 12936,20 \text{ кН/м}. \quad (6.73)$$

Где $H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 250 - 198,64 = 51,36$ м.

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 14,46^2}{2} = 1024,90 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

где $H_H = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 213,1 - 198,64 = 14,46$ м.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_B = 80,4 \cdot 9,81 = 788,72 \text{ кН/м}, \quad (6.75)$$

где S – площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа, определяется при помощи программы AutoCAD.

6.5.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ} = 250 - 213,1 = 36,9 \text{ м}. \quad (6.76)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой и дренажом:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40,$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20,$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 36,9 = 14,76 \text{ м}. \quad (6.77)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 36,9 = 5,54 \text{ м}. \quad (6.78)$$

Сила фильтрационного давления:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^\phi \quad (6.79)$$

$$W_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 171,78 = 1685,16 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюр определим, как:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}}_{\text{min}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot (213,1 - 198,64) = 141,8 \text{ кН.} \quad (6.80)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 520,38 = 5104,97 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.81)$$

6.5.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 4 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 19,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.82)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 216 - 212 = 4, \text{ м}$

Где $\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{4 \cdot 19,6}{2} = 39,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.83)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта боковое давление грунта определяется дважды, считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, погруженному весом наносов

$$P'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 10 \cdot 4 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 6,86 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.84)$$

где $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$.

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$ где действуют вес наносов и грунта

$$P''_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = (10 \cdot 4 + 16,1 \cdot 13,36) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 43,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.85)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.86)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 23,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость условиях естественной влажности грунта, $n_0 = 0,25$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 2,4$ м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 45^\circ$;

$\gamma_{в}$ – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_a = \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{6,86 + 43,7}{2} \cdot 13,36 = 337,62 \text{ кН/м.} \quad (6.87)$$

6.5.5 Волновое давление

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,75^2}{36,25} = 0,65 \text{ м.} \quad (6.88)$$

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,75 \cdot \left(\frac{36,25}{3,14} + \frac{0,65}{2} \right) = \\ &= 160,04 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.89)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{36,25}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,75 = 4,7 \text{ м.} \quad (6.90)$$

6.6 Расчет плотности 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. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаю сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.2, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Tв	1,00	→	12936,20	17,12	221446,74
Tн	1,00	←	1024,90	-4,82	-4938,37
Wз	1,00	↓	788,72	13,62	10742,42
Gб	0,95	↓	8300,00	-7,77	-64491,00
Gпл	0,95	↓	17928,59	-5,68	-101834,38
Wвзв	1,00	↑	5104,97	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	1685,16	9,54	16076,44
Qз	0,9	↓	22,53	-15,30	-344,69
Eа	1,20	→	405,14	4,45	1803,57
W _{волн}	1,00	→	160,04	46,61	7459,66
Eн	1,20	→	47,04	14,69	690,95
F		↔		12523,51	
N		↓↑		19844,56	
M		Σ		86611,34	

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

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{19844,56}{36,0} + \frac{6 \cdot 86611,31}{36,0^2} = -150,26 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.91)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 51,36 = -503,79 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.92)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 250 - 198,64 = 51,36 \text{ м}$ – 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 $\tan \alpha_1 = 0$.

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

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -150,26 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.94)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 51,36 = -503,79 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.95)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{19844,56}{36,0} - \frac{6 \cdot 86611,31}{36,0^2} = -952,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.96)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -952,22 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 14,46 \cdot (1 - 0,78^2) = -634,86 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.97)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между нижней гранью и вертикалью

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 213,1 - 198,64 = 14,46 \text{ м}. \quad (6.98)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 14,46 - 952,22) \cdot 0,78 = 632,12 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.99)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -952,22 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 14,46 \cdot 0,78^2 = -1445,27 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.100)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 14,46 = -141,80 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.101)$$

Расчёт краевых напряжений сведу в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-150,26	-952,22
σ_x	-503,79	-634,86
τ_{xy}	0	632,12
σ_1	-150,26	-141,80
σ_3	-503,79	-1445,27

6.7 Критерии прочности плотины

1) Во всех точках плотины:

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

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, $\gamma_{lc} = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 7,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10;

γ_{cd} – коэффициент условия работы;
 $\gamma_{cd}=0,9$ – при основном сочетании нагрузок.

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-1445,27| \leq 7500 \cdot 0,9$$

$$1806,59 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа.}$$

2) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0,
-150,26 \text{ кПа} < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.103)$$

$$150,26 \text{ кПа} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 51,36 = 128,39 \text{ кПа.}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.8 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях 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:

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

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_\phi + W_3 + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (17928,59 + 8300,0 - 5104,97 - 1685,16 + 788,72 + 22,53) \cdot \\ &\cdot 0,7 + 100 \cdot 36,0 = 17491,19 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \end{aligned} \quad (6.105)$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - гранит);

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

$\omega = B_n \cdot 1 = 36,0 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_a = 12936,20 - 1024,90 + 160,04 + \\ &+ 47,04 + 405,14 = 12523,51 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.106)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{17491,19 \cdot 0,95}{12523,51 \cdot 1,0} \geq 1,2,$$
$$1,32 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

7.1 Мероприятия по охране труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда являются создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно–технических и санитарно–гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков, которые обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: служба охраны труда и производственного контроля, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь соответствующую данной работе группу по электробезопасности.

Электроустановки ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. Рабочие места должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части ГГ, включая вспомогательное оборудование, гидротехнических сооружений, механизмов затворов гидротехнических сооружений, по расчистке водных объектов и сооружений от сора, по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения, по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа, по расчистке водохранилищ от наносов, на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период, на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

7.2 Пожарная безопасность

7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя ГЭС.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно–техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. При возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.2.2 Пожарная безопасность в кабельных помещениях

1) К кабельному хозяйству энергетических предприятий относятся все кабельные сооружения (этажи, тоннели, шахты, каналы, галереи, эстакады), а также кабельные линии, закрытые в специальные металлические короба или открыто проложенные по специальным кабельным конструкциям.

Приказом руководителя предприятия кабельное хозяйство целиком или по участкам должно быть закреплено за соответствующими цехами для обеспечения надежной эксплуатации кабельных линий и проведения необходимых строительно-монтажных, ремонтных работ и противопожарных мероприятий.

2) Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха.

При обнаружении нарушений мест уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия, другие строительные конструкции, немедленно должны приниматься меры к их восстановлению.

3) Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство каких-либо кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользованных кабельных изделий.

4) При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды и пара, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры по предотвращению их поступления.

5) Все кабельные помещения относятся к помещениям, не обслуживаемым постоянно персоналом, поэтому они должны быть закрыты.

Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции.

6) В кабельных сооружениях не реже, чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода.

На дверях секционных перегородок должны быть нанесены указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений должны быть установлены лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю.

7) Автоматические установки пожаротушения кабельных сооружений должны эксплуатироваться на основании требований Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Ремонт автоматических стационарных установок пожаротушения кабельных сооружений должен проводиться в кратчайшие сроки.

8) Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений, обеспечивающие отвод или автоматическую откачку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии.

9) При эксплуатации кабельных линий не допускается перегрев их выше допустимых норм от оборудования и источников нагрева.

10) В помещениях АСУ ТП, щитов управления и других с паркетными полами деревянные щиты должны снизу защищаться асбестом и обиваться жестью или другим огнезащитным материалом. Съемные несгораемые плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъема вручную.

7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне строительства Уральского гидроузла

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Уральская ГЭС расположена в Оренбургской области на реке Урал в 2 км выше по течению от поселка Ириклинский.

Исток р. Урал берет начало на склонах вершины Круглая сопка Уралтау в Учалинском районе, впадает в Каспийское море. Длина реки - 2428 км, площадь водосборного бассейна 231000 км². В створе проектируемой Уральской ГЭС водосборная площадь представляет равнинную степь. Площадь водосборного бассейна составляет 37 км². Площадь водосбора неравномерная и правая часть бассейна значительно больше левой, средний уклон — 0,32 м/км, ширина реки до 350 м, глубина до 6 м.

Питание реки в основном снеговое (на 70% снеговое). Остальное - это дождевые осадки и грунтовые воды.

Небольшое количество осадков. Во время наводнений заметно расширяется русло Урала. Обычно самый высокий уровень речной воды приходится на апрель-май. В начале ноября река начинает замерзать в верховьях. В низовьях Урал замерзает в конце ноября. Ото льда река освобождается в марте-апреле. Ледоход проходит быстро, в короткий период.

Рассматриваемая территория относится к континентальному климатическому району с жарким, сопровождающимся суховеями летом и холодной зимой с устойчивым снежным покровом. Средняя годовая температура воздуха составляет +4,3°С, абсолютный минимум -34°С, абсолютный максимум +35°С. Годовая сумма осадков около 450-500 мм, причем часть приходится на весенний – осенний период.

Основными источниками загрязнения реки Урал в рассматриваемом створе является зарегулирование стока верхнего течения Урала и его притоков, распашка целинных и залежных земель, вырубка пойменных и водораздельных лесов, истощение водно-биологических ресурсов, хозяйственная деятельность предприятий черной и цветной металлургии.

Происходит заиление русла и разрушение береговой линии этой трансграничной водной артерии, которая является уникальным природным объектом.

Растительность территории в районе строительства Уральской ГЭС скудна из-за особенностей климата. По берегам реки лес. Присутствуют такие виды деревьев как тополь, вяз, ветлы. Так же присутствуют при ручье выечно ольшаники и берёзово-осиновые колки по оврагам. Растительность представлена степными видами.

В районе площадки строительства Уральской ГЭС обитает 53 вида охотничьих ресурсов. Из них 26 вида млекопитающих, 27 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные - лось, косуля сибирская, кабан;
- пушные - заяц-русак, сурок-байбак, барсук, лисица, волк, ондатра, куница, степной хорь;
- птицы – серая куропатка, гуси (серый и белолобый), беркут, стервятник.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: медведь, сапсан, балобан, черный аист и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Уральской ГЭС на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Урал на участке строительства Уральской ГЭС представлены следующими видами: судак, сом, сазан, лещ, плотва, сиг и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Урала рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации ГЭС сброс сточных вод в р.Урал необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Не значительное воздействие Уральской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне строительства Уральского гидроузла

При строительстве Уральской ГЭС выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;

- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды р.Урал в нижнем бьефе Уральской ГЭС;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двуретиосной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

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 водоохраной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.3.4 Отходы, образующие при строительстве

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

6.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

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

где N - объем бетонных работ, м³ (583005 м³)

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

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{583005 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 26235 \text{ т}. \quad (7.2)$$

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

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

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г, таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.3)$$

где N - количество арматуры, т (80 т)

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

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{80 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,6 \text{ т}. \quad (7.4)$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 26235 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,6 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Уральской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

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

В связи с тем, что на расстоянии 2 км от ГЭС находится населенный пункт – пгт. Ириклинский, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

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

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения пгт. Ириклинский, в пределах промплощадок объектов Уральской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

8 Технико-экономические показатели

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Объемы продаж электроэнергии в годы начала эксплуатации представлены в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	119,1	143	143	143
Число часов использования установленной мощности	Часы	3800	3800	3800	3800
Выработка электроэнергии	МВт·ч	452580	543400	543400	543400
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	4525,8	5434	5434	5434
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	448054,2	537966	537966	537966
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1183	1219	1253	1286
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	530,048	655,78	674,071	691,82
НДС к выручке	млн.руб	88,34	109,29	112,34	115,3

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	36,47
Прочие	274	39,16
Итого по ГЭС		75,63

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

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	19,35
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	1,35
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,39
Итого		21,096

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 8,52 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2028	2029	2030	2031
Амортизационные отчисления, млн.руб.	61,032	61,032	81,86	86,032
Расходы на страхование, млн.руб.	59,766	59,766	77,26	79,766
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	75,63	75,63	75,63	75,63
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	4,482	4,482	6,545	6,73
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	21,096	21,096	21,096	21,096

Продолжение таблицы 8.5

Налог на воду, млн.руб.	8,77	8,77	8,77	8,77
Итого, млн.руб.	230,77	230,77	271,16	278,71

Вывод: Большую часть затрат составляет амортизация, с каждым годом она увеличивается, это объясняет рост затрат. Расходы на ремонт производственных фондов составляют меньшую часть, но при этом они с каждым годом увеличиваются. Потому что растут производственные фонды, тогда как расходы на услуги регулирующих компаний, налог на воду и эксплуатационные затраты постоянны.

Текущие затраты с детализацией за весь период представлены в приложении 3.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

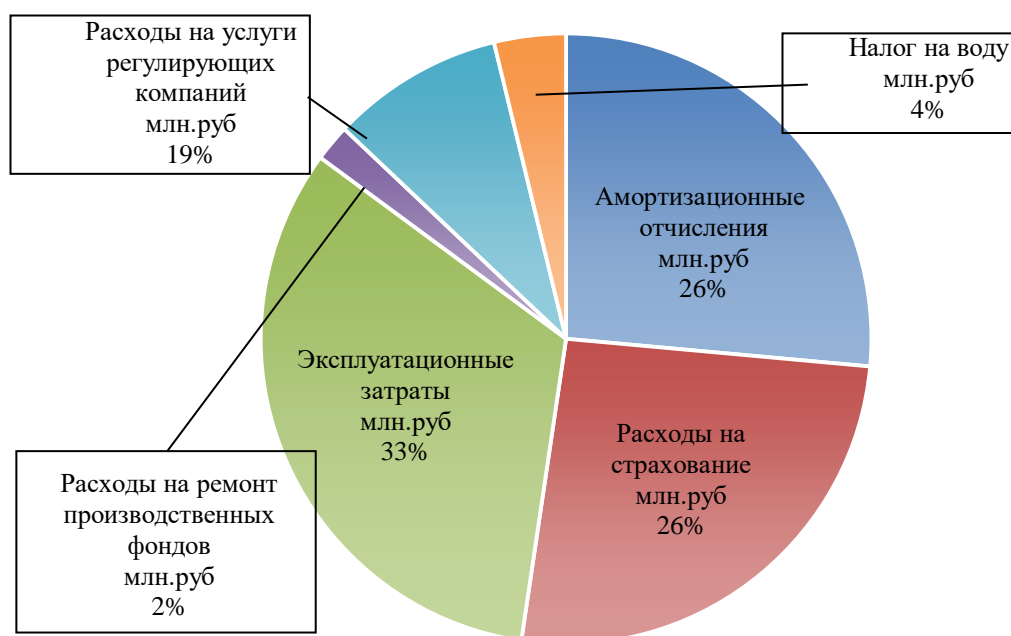


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

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 – 8,7 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта			
	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб.	180,22	180,22	220,5	221,67
НДС, млн.руб.	178,3	178,3	218,6	222,57
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	8,7	8,7	8,7	8,7
Налог на имущество, млн.руб.	45,7	40,33	37,55	35,6
Итого, млн.руб.	413,074	407,62	485,42	488,61

За счет увеличения прибыли идет рост выплат по НДС, а так же имущественного налога (т.к. количество имущества увеличивается). Тогда как, отчисления в социальные фонды остаются неизменными (т.к. рост прибыли на них не влияет)

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2028	2029	2030	2031
Выручка (нетто), млн.руб.	1466,7	1492,23	1508,02	1520,02
Текущие расходы, млн.руб.	359,85	455,8	490,04	515,67
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1465,82	1491,35	1507,14	1519,7
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	1155,71	1182,58	1128,67	1134,37
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	231,14	236,51	225,73	226,87
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	924,57	946,06	902,94	907,94
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20

На рисунке 8.2 показана чистая прибыль.

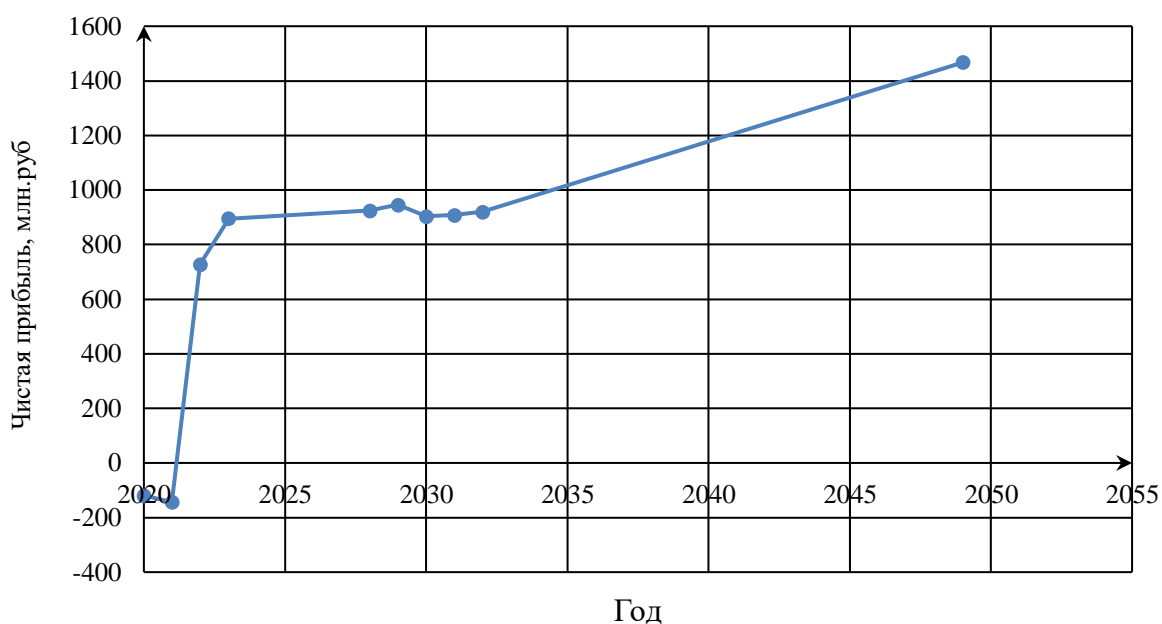


График 8.2 – Чистая прибыль, млн.руб.

Вывод: Выручка с каждым годом увеличивается, так как увеличиваются продажи электроэнергии; текущие расходы и валовая прибыль увеличиваются; прибыль до налогообложения то увеличивается, то уменьшается; скорректированный налог на прибыль зависит от прибыли до налогообложения, чистая прибыль зависит от года на ряду с скорректированным налогом и прибылью до налогообложения.

8.5 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Уральская ГЭС на реке Урал»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	180
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1277,75
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,43
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	14,9
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	1,5
Удельные капиталовложения, руб/Квт	62773,34

8.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2028	2029	2030	2031	2032
В федеральный бюджет, млн.Рублей	901	1030,9	1030,9	1030,9	1035
В региональный бюджет, млн.Рублей	5,78	14,8	17,8	12,6	10,7
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	906,78	1045,7	1048,7	1043,5	1045,7

8.7 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- Ставки налогов;
- Цена сбыта;
- Ставка дисконтирования;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунке 8.3 представлен график изменения налогообложения.

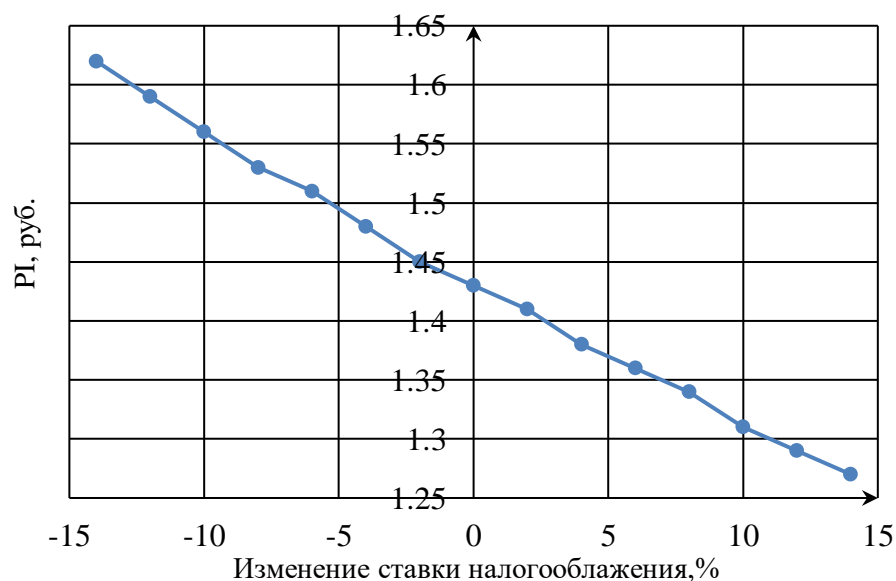


Рисунок 8.3 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: С увеличением ставки налогов, происходит уменьшение величины PI .

На рисунке 8.4 приведен график изменения цены сбыта.

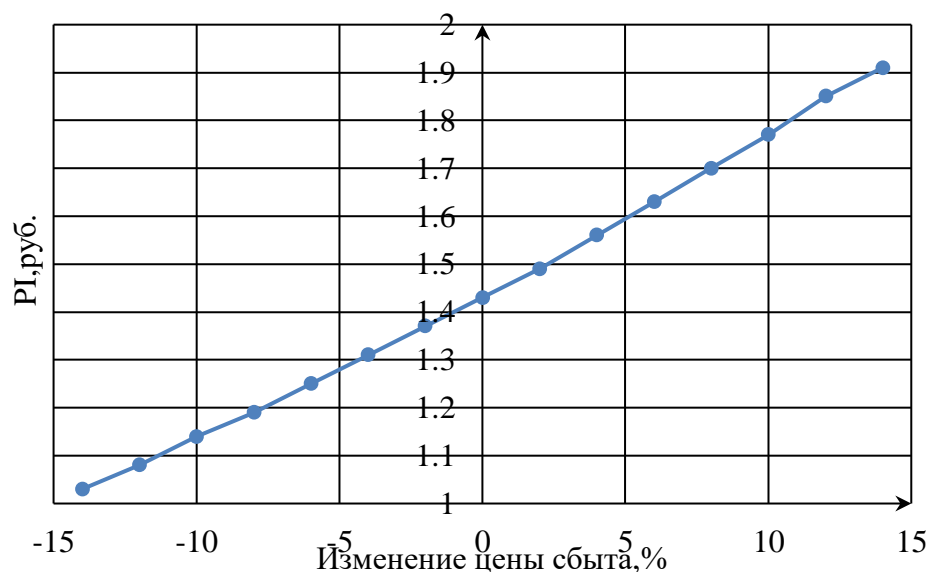


Рисунок 8.4 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: С увеличением цены сбыта, происходит увеличение величины PI .

В таблице 8.10 и на рисунке 8.5 представлена сумма PI от изменения ставки дисконтирования

Таблица 8.10 – Сумма PI от изменения ставки дисконтирования

Изменение ставки дисконтирования, %	0	2	4	6	8	10	12	14
PI , руб	7,28	5,23	3,84	2,89	2,21	1,72	1,37	1,1

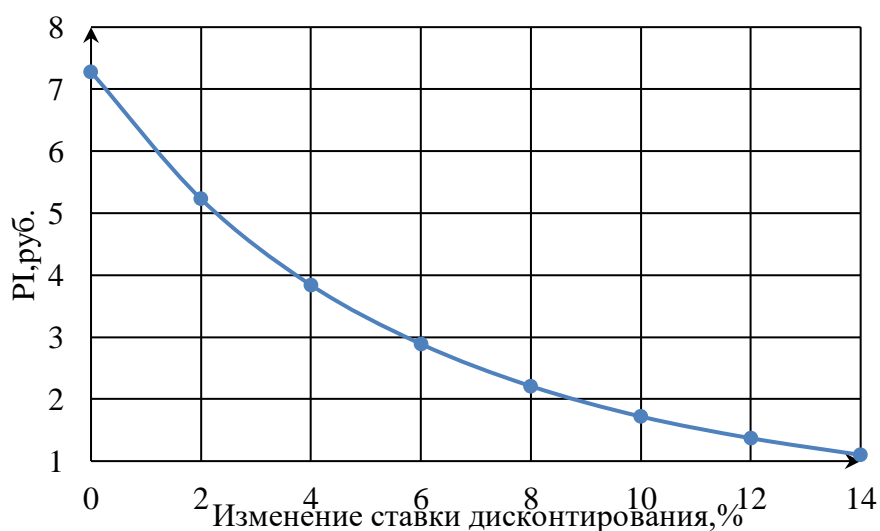


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: С увеличением ставки дисконтирования, происходит уменьшение величины PI .

9 Моделирование электроэнергетической системы в режимном тренажере диспетчера

9.1 Введение

Современная ГЭС – это высокотехнологичный объект, поэтому к квалификации персонала предъявляются высокие требования. В связи с этим задача технического образовательного учреждения – подготовка будущих работников эл.станции в соответствии с требованиями, предъявляемые к их квалификации. Для решения этой задачи в образовательном процессе активно используются ИТ-технологии. Один из вопросов подготовки – это овладение основными навыками работника оперативной службы эл.станции. Навыки оперативника хорошо отрабатываются на тренажёрах диспетчера.

Промышленные тренажеры не совсем подходят для образовательного процесса. Было принято решение на базе режимного тренажёра TWR-12 моделировать электроэнергетическую систему (ЭЭС) и разработать цикл лабораторных работ по дисциплине «Электрические станции и подстанции».

Моделирование режимов виртуальной электроэнергетической системы позволяет приблизить максимально обучение будущих энергетиков к реальной работе инженера оперативной службы электрической станции.

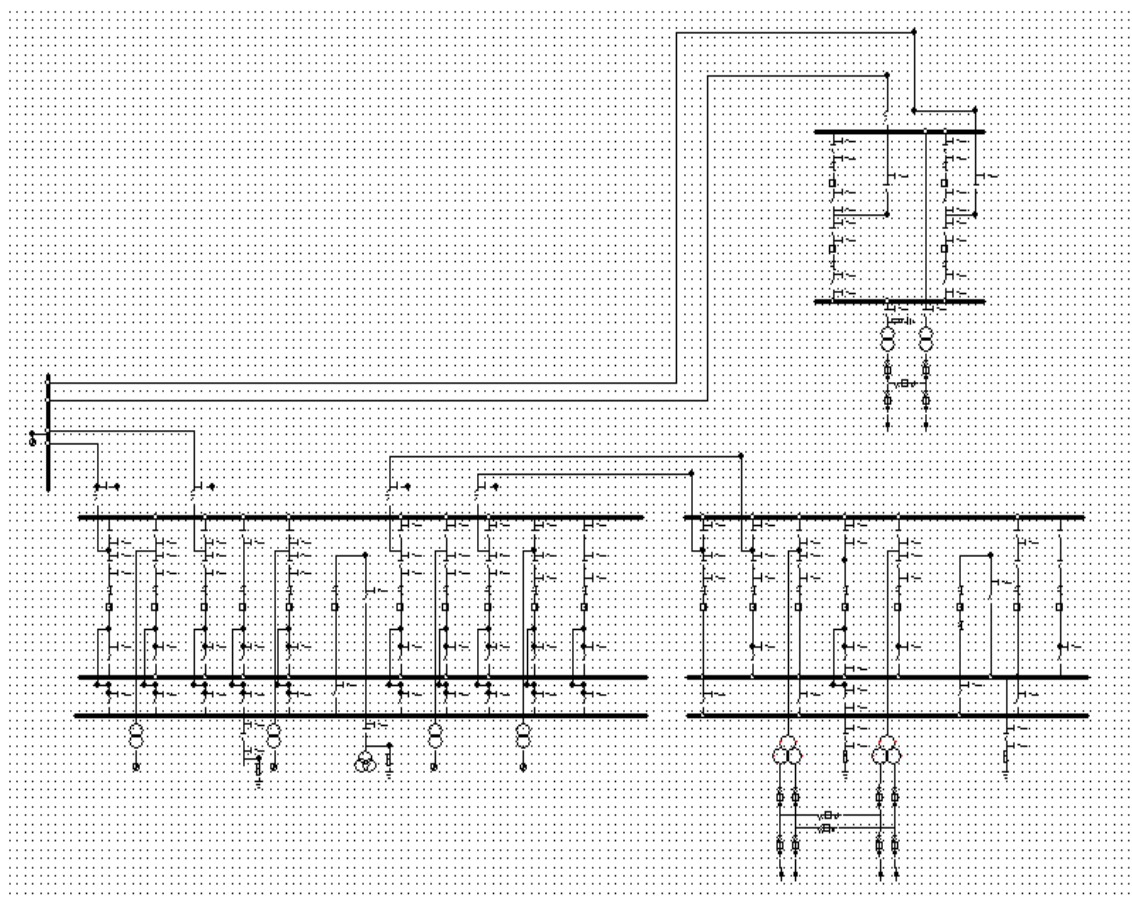


Рисунок 9.1 - Смоделированная ЭЭС

9.2 Моделирование тренировки

В тренажере TWR-12CAD выбираем знак элемента. В меню представлены элементы из которых моделируется ЭЭС (рисунок 9.2).

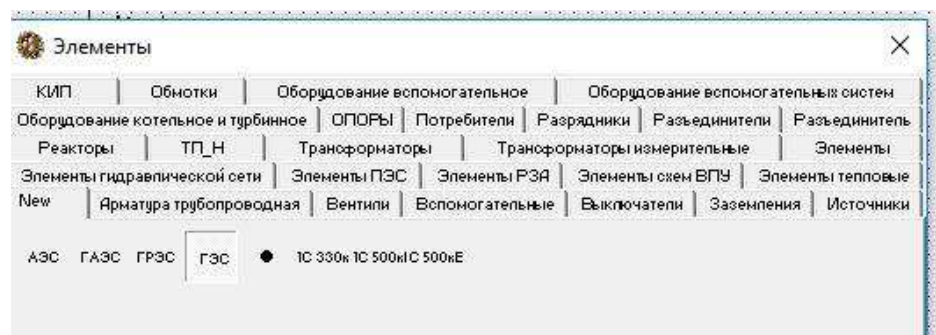


Рисунок 9.2 - Панель элементов

Выбираем элементы которые нам требуются для составления схемы, нажимаем на них а затем поле нажатия правой кнопки мыши появляется контекстное меню, далее нажимаем вставить и элемент появляется (Рисунок 9.3).

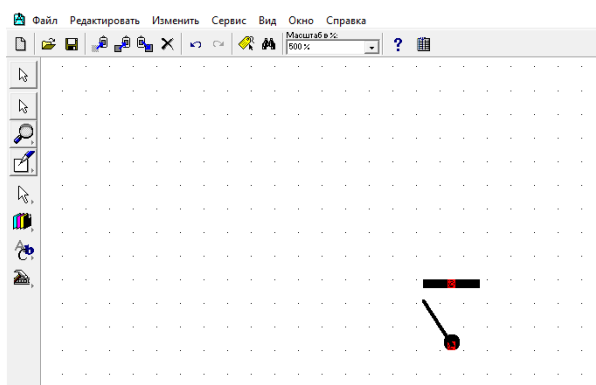


Рисунок 9.3 - Элемент схемы

Моделируем схему с помощью выше приведенных элементов. Составление схемы происходит согласно ГОСТ (рисунок 9.4).

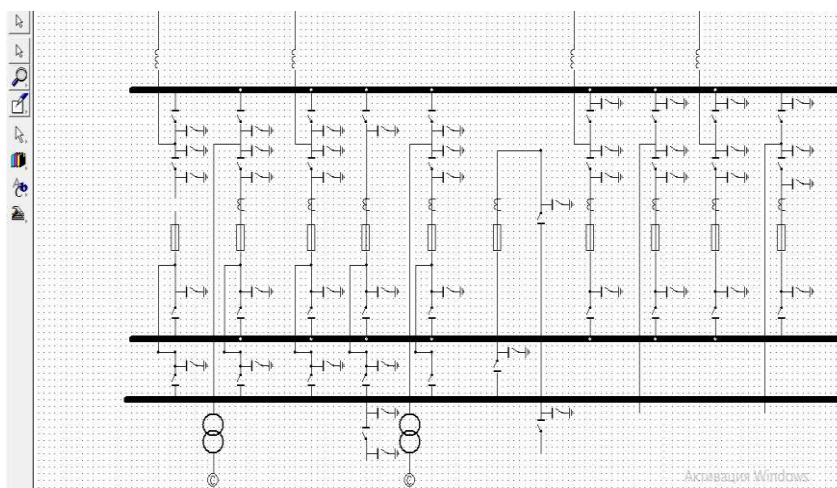


Рисунок 9.4 - Моделирование схемы

Схема с диспетчерскими наименованиями представлена на рисунке 9.5.

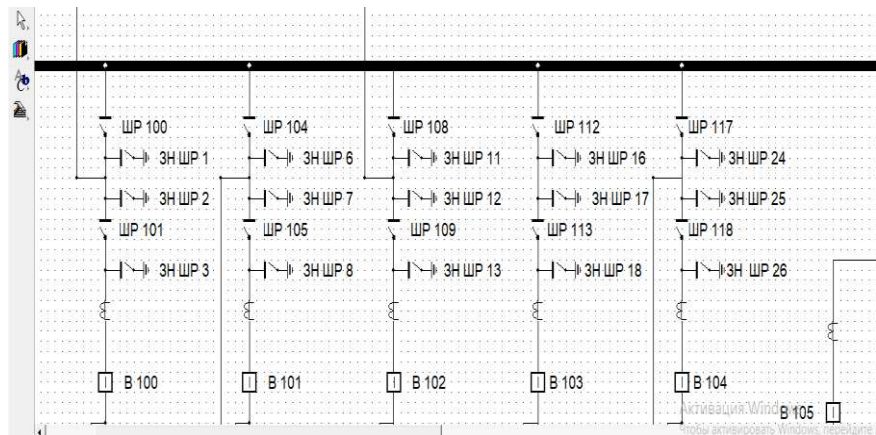


Рисунок 9.5 - Схема с наименованиями

9.3 Создание тренировки

Создаем тренировку по выводу в плановый ремонт трансформатора Т1. Моделируем схему в программе TWR-12CAD (рисунок 9.6).

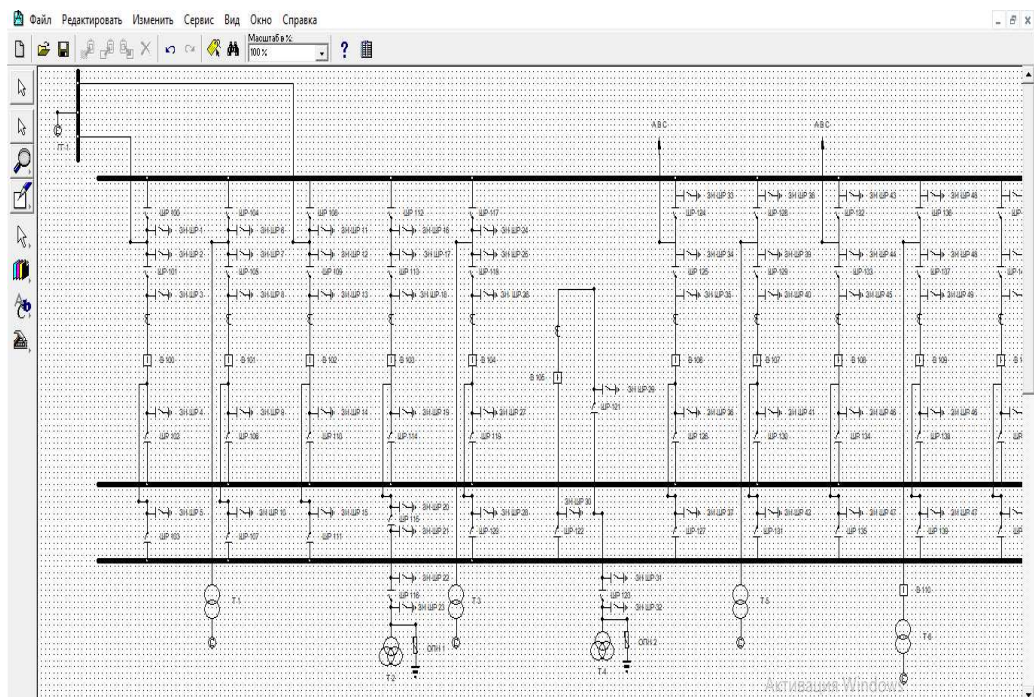


Рисунок 9.6 - Создание тренировки в TWR-12CAD

В TWR-12TREN выбираем смоделированную схему формата "itm" и прописываем сценарий (рисунок 9.7).

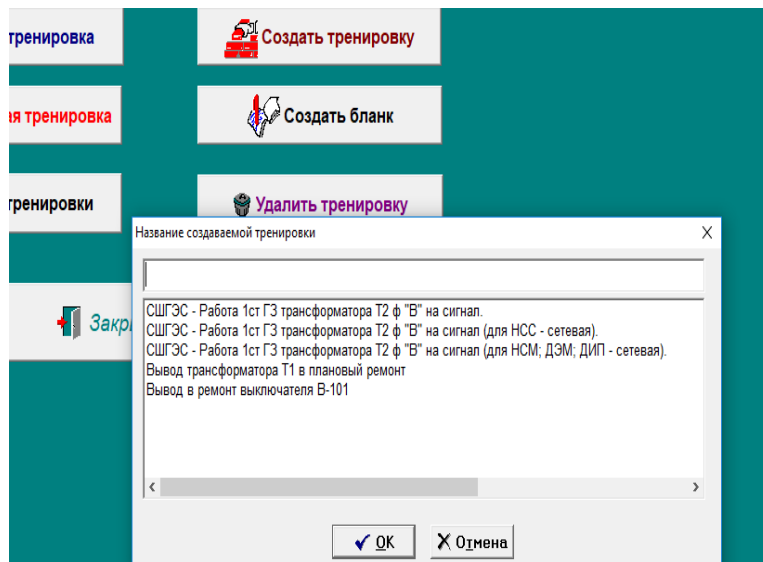


Рисунок 9.7 - Выбор схемы

Прописываем название тренировки. Правой кнопкой мыши нажимаем на трансформатор Т1. Появляется контекстное меню выбора дальнейших действий. Выбираем «Осмотр» – «Осмотр общий» (рисунок 9.8).

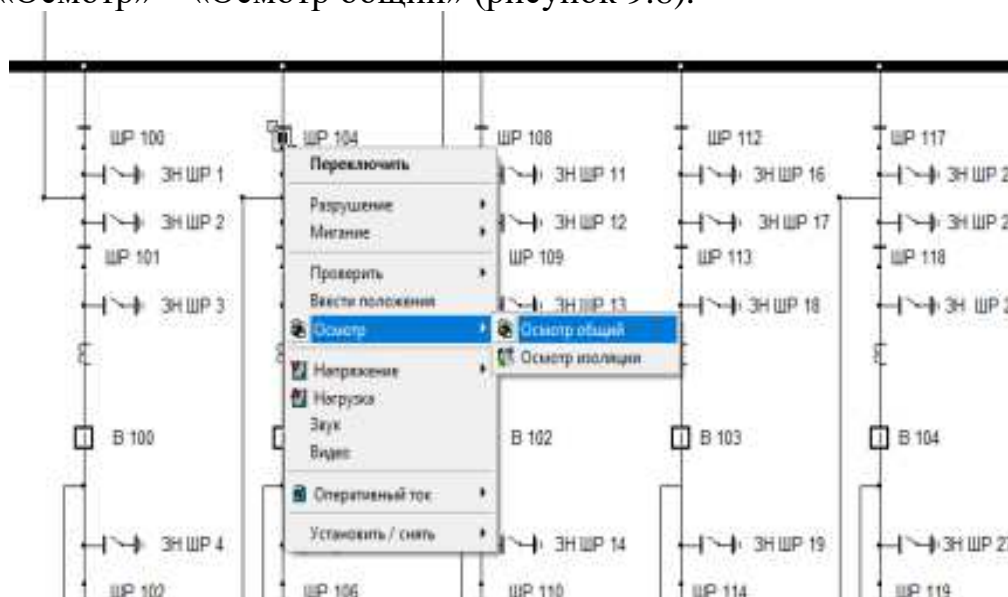


Рисунок 9.8 - Общий осмотр

Подтверждаем правильность действий в всплывающем окне. Отключаем разъединители и включаем заземлители (рисунок 9.9).

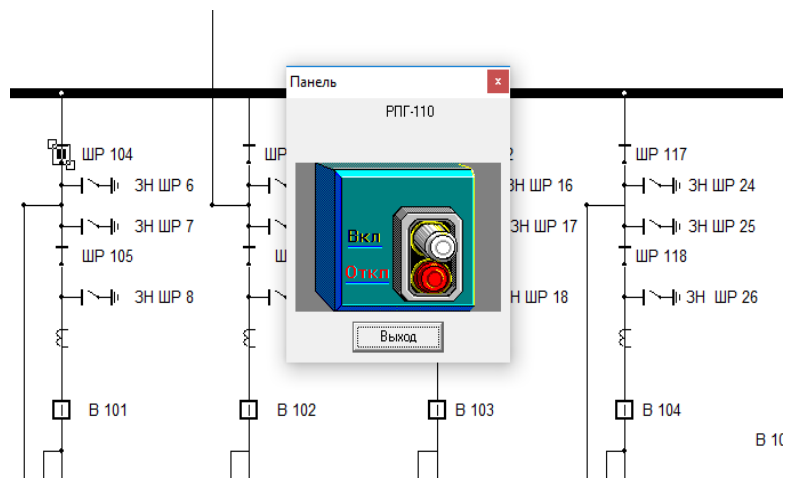


Рисунок 9.9 - Переключения

После проведенных отключений устанавливаем ограждения и вывешиваем плакаты (рисунки 9.10-9.11).

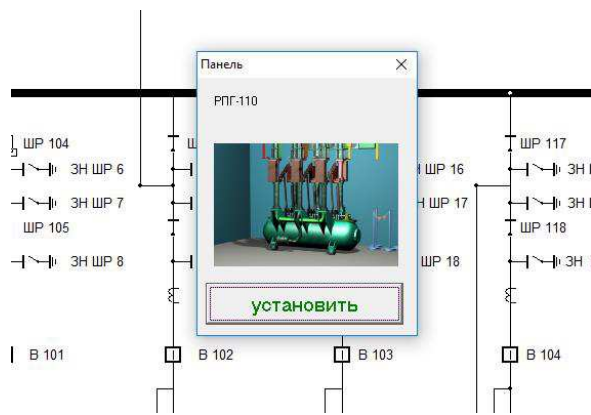


Рисунок 9.10 - Выставление ограждений

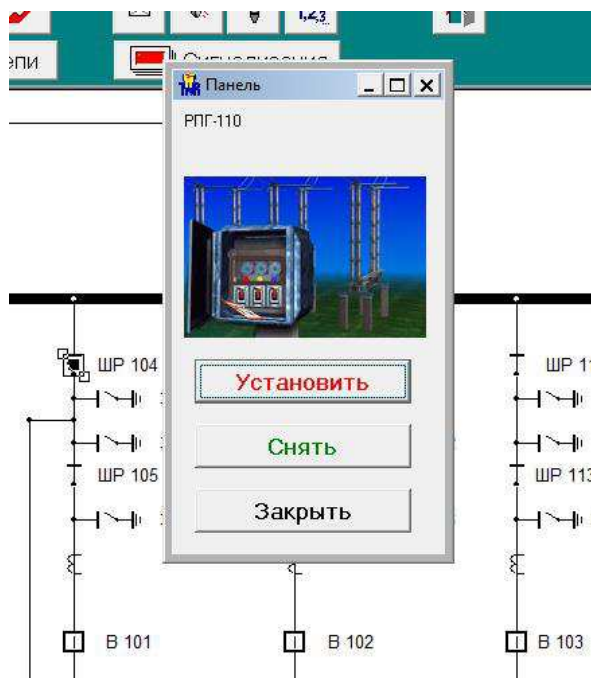


Рисунок 9.11 - Вывешивание плакатов

Производим отключения выключателя В101 (рисунок 9.12).

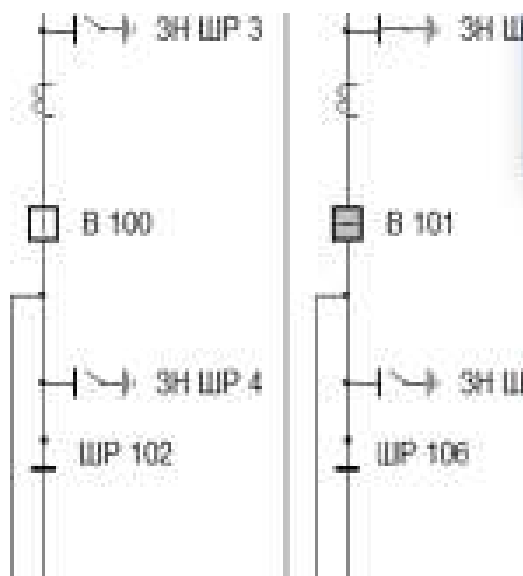


Рисунок 9.12 - Отключение выключателя

После выполнения всех действий и проверки отсутствия напряжения персонал может приступать к работе (рисунок 9.13).

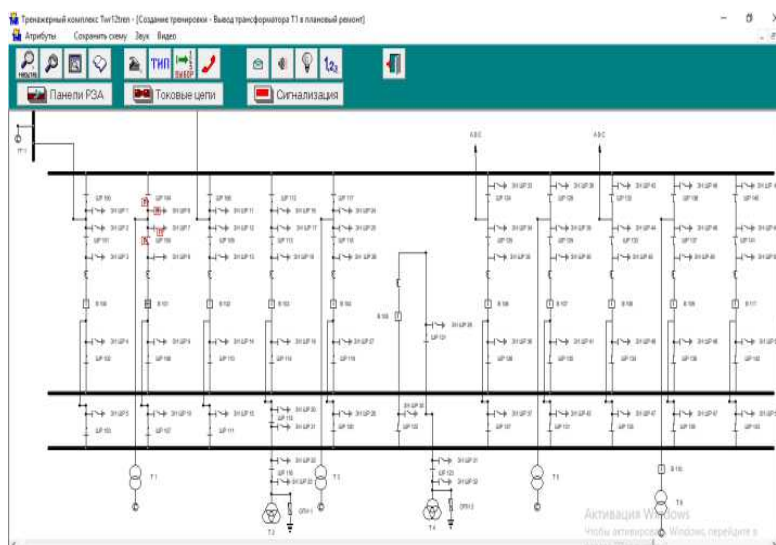


Рисунок 9.13 - Вид схемы в конце тренировки

Завершение тренировки происходит после нажатия кнопки выход (рисунок 9.14).

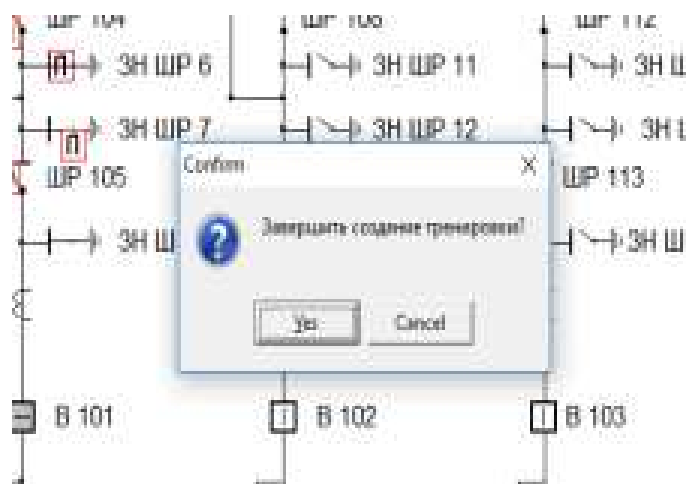


Рисунок 9.14 - Завершение тренировки

По окончании тренировки в протоколе даётся оценка действий персонала в баллах(рисунок 9.15) .

ПРОТОКОЛ
прохождения Этапа 1 на Твг125
конкурсном

Начало плановых переключений: 16:59:21
Окончание плановых переключений: 17:08:26
Продолжительность плановых переключений: 09:05

Список пропущенных операций:

Максимальная сумма баллов за тренировку -	100
Сумма баллов за пропущенные операции -	0
Сумма баллов за выполненные операции -	100
Сумма баллов за грубые ошибки -	0
СУММА БАЛЛОВ ЗА ТРЕНИРОВКУ -	100

Рисунок 9.15 - Протокол тренировки

9.4 Заключение

- В данной работе смоделирована ЭЭС в РТД TWR-12CAD.
- В качестве примера разработаны сценарий и прохождение тренировки по выводу в ремонт силового трансформатора.
- На основе данного тренажера разрабатывается цикл лабораторных работ по дисциплине «Электрические станции и подстанции»

- Возможно использование данного тренажёра и в изучении других дисциплин.

- Работа в режимном тренажере позволит выпускникам вуза быстрее пройти адаптацию на производстве.

- Повысится эффективность подготовки будущих электроэнергетиков. Результаты по данной работе докладывались, а так же были опубликованы в сборниках научно технических конференций :

- «Гидроэлектростанции в 21 веке» (2018 год);

- «Гидроэлектростанции в 21 веке» (2019год) ;

- IX Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи - 2018» (2018 год) на базе Казанского государственного энергетического университета;

- X Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи- 2019» (2019 год) на базе Иркутского национального исследовательского технического университета.

Данная работа была удостоена диплома второй степени на конференции «Гидроэлектростанции в 21 веке » (2019 год).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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.
2. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс]// ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. Ч. 1. Водно–энергетические расчеты режимов ГЭС /сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014
4. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. – 541с.
5. ГОСТ 21.501–2011 СПДС Правила выполнения рабочей документации архитектурных и конструкторских решений. – Введен 01.05.2013. Стандартиформ. 2013. – 45с.
6. СТО 17330282.27.140.022–2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования. – Введен 30.07.2008. «ЕЭС России». Москва. 2008. – 82 с.
7. СТО РусГидро 01.01.78–2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введен 30.07.2012. ОАО «РусГидро». Москва. 2012. – 290с.
8. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.1 Основное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
9. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.2 Вспомогательное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
10. ГОСТ Р 56302–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартиформ, 2015. – 28с.
11. ГОСТ Р 56303–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартиформ, 2015. – 21с.
12. ГОСТ Р 57114–2016 Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно–технологическое управление. Термины и определения. Введен 04.10.2016 – Москва: Стандартиформ, 2016. – 20с.

13. СТО 17330282.27.140.008–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введен 15.05.2008 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 166с.
14. СТО 17330282.27.140.020–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введен 30.07.2008 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 38с.
15. СТО 56947007–29.240.10.249–2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. Введен 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19с.
16. СТО 56947007–29.240.30.047–2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Введен 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128с.
17. СТО 59012820–29.240.30.003–2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Введен 31.12.2009 – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132с.
18. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий /Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал, 2010. – 180с.
19. Файбесович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д.Л. Файбесовича. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376с: ил.
20. Неклепаев. Б.И. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.; ил.
21. Толстихина, Л.В. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования / сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал СФУ, 2012. – 40с.
22. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706с.
23. СНиП 2.06.06–85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
24. СНиП 2.06.04–82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
25. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
26. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.

27. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.

28. СНиП 2.02.02–85. Основания гидротехнических сооружений. – М.: Госстрой, 1989.

29. Гидрология и гидротехнические сооружения: Учеб. для вузов по спец. «Водоснабжение и канализация»/ Г.Н. Смирнов, Е.В. Курлович, И.А. Витрешко, И.А. Малыгина; Под редакцией Г.Н. Смирнова. М.: Высш. шк., 1988 – 472 с.: ил.

30. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016–2042 гг.»

31. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117–ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153–154.

32. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24–16–1/20–113;

33. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.

34. Тренажер оперативных переключений диспетчера TWR12, версия 7.13. «Руководство оператора, инструкция по установке TWR12». – Режим доступа: <http://www.enert.ru/twr/>.

35. Официальный сайт ЗАО «Энергетические технологии». – Режим доступа: <http://www.enert.ru/twr/>;

36. Российский федеральный сайт Российской энергетической компания. – Режим доступа: <http://www.korong.rushydro.ru/>.

37. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», СТО56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». Утверждено приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2010 №421. – Режим доступа: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf/>.

38. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55608-20 (окончательная редакция). «Единая энергетическая система и изолировано работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования». Введен от 01.07.2014. – Режим доступа: <http://gostexpert.ru/data/files/55608-2013/66893.pdf/>.

39. Акционерное общество «Системный оператор Единой Энергетической Системы». Инструкция по производству переключений в электроустановках ЕЭС России в оперативной зоне филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири(ОДУ-5). Введен от 25.10.2011 №325. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_59012820.29.020.005-2011.pdf/.

40. Министерство энергетики Российской Федерации (Минэнерго России), приказ №757. «Об утверждении Правил переключений в Электроустановках» от 13.09.2018. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/13262/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно–энергетические расчеты

Таблица А.1 – Гидрологический ряд для реки Урал

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1923	12	11	21	1112	184	70	45	21	15	26	29	20	131
1924	13	32	43	493	145	70	63	58	31	36	16	11	84
1925	10	9	14	444	202	57	58	50	46	28	25	18	80
1926	12	12	19	619	250	54	52	32	33	41	24	18	97
1927	9	8	11	391	186	61	40	25	11	11	11	7	64
1928	3	7	9	600	163	54	27	19	12	11	15	13	78
1929	12	10	14	551	161	54	43	28	27	35	34	19	82
1930	11	11	18	429	154	57	55	33	30	22	18	15	71
1931	11	10	15	924	207	77	43	28	25	23	30	16	117
1932	9	25	31	364	195	46	39	21	20	15	14	10	66
1933	11	10	13	358	305	77	48	37	29	34	22	12	80
1934	12	20	36	479	160	77	59	38	31	23	17	13	80
1935	12	11	19	455	178	56	37	47	33	35	32	18	78
1936	11	11	17	370	137	57	55	41	24	26	12	11	64
1937	12	10	16	794	222	88	60	37	31	29	22	17	112
1938	10	9	12	340	325	74	34	29	20	19	17	13	75
1939	8	8	9	585	279	78	72	35	32	22	19	4	96
1940	14	10	15	692	203	103	55	30	36	37	40	15	104
1941	12	11	16	517	205	75	51	42	33	39	48	19	89
1942	13	10	13	483	199	81	60	29	23	39	31	21	84
1943	14	13	22	1431	354	80	57	38	31	40	42	20	179
1944	12	8	9	871	226	93	67	43	40	39	46	16	123
1945	13	11	12	871	209	35	37	22	21	22	40	18	109
1946	15	11	15	1243	225	70	49	33	22	32	21	14	146
1947	10	10	16	371	185	74	40	34	37	41	52	14	74
1948	13	12	14	385	230	82	51	25	23	30	21	12	75
1949	12	10	16	818	342	91	58	39	25	27	39	23	125
1950	10	10	29	856	316	85	62	39	36	34	59	32	131
1951	12	11	15	367	313	56	51	32	31	31	16	16	79
1952	13	21	16	435	359	91	81	47	36	30	28	18	98
1953	12	10	12	221	283	81	45	21	18	20	33	22	65
1954	16	22	36	311	292	87	81	62	46	43	40	38	90
1955	15	12	42	1437	351	145	99	73	53	49	43	26	195
1956	16	13	22	1025	340	88	66	38	33	41	54	20	146
1957	12	10	15	895	280	61	57	33	29	25	20	14	121
1958	14	13	19	595	346	71	66	36	38	33	35	18	107
1959	13	21	25	408	235	81	75	53	36	33	23	16	85
1960	12	10	13	813	355	79	61	34	30	29	25	10	123
1961	10	11	26	668	242	53	34	15	14	21	10	16	93
1962	12	11	17	1640	297	67	67	41	34	38	26	15	189
1963	12	10	13	822	196	25	23	33	19	21	30	13	101
1964	13	8	14	1025	144	65	49	24	22	30	44	35	123
1965	12	11	15	899	283	50	39	34	29	32	25	18	121
1966	12	14	16	997	249	75	56	35	25	35	20	15	129
1967	11	10	14	281	182	56	51	38	33	30	14	10	61
1968	12	9	9	456	286	72	39	20	15	16	21	19	81
1969	12	11	17	393	268	73	61	54	39	25	30	10	83
1970	16	13	21	1001	361	89	79	72	45	47	27	31	150
1971	15	13	18	1002	240	87	65	62	51	41	52	19	139
1972	12	10	14	867	212	79	70	49	41	33	33	16	120
Ср.многолет	12	12,1	18	688	245	72	55	37	30	30	29	17	104

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Средние расходы за год в маловодный период и период половодья

m	P	Годы	Q _{ср.}	Годы	Q _{пол.}	Годы	Q _{меж.}
1	2	1955	195	1962	969	1955	56
2	4	1962	189	1955	894	1954	47
3	6	1943	179	1943	893	1970	44
4	8	1970	150	1946	734	1971	42
5	10	1956	146	1956	683	1950	40
6	12	1946	146	1970	681	1956	39
7	14	1971	139	1923	648	1952	38
8	16	1950	131	1966	623	1959	38
9	18	1923	131	1971	621	1924	37
10	20	1966	129	1965	591	1944	37
11	22	1949	125	1957	588	1943	36
12	24	1964	123	1950	586	1972	36
13	25	1960	123	1964	585	1940	36
14	27	1944	123	1960	584	1941	35
15	29	1957	121	1949	580	1958	34
16	31	1965	121	1931	566	1949	34
17	33	1972	120	1944	549	1969	33
18	35	1931	117	1945	540	1947	33
19	37	1937	112	1972	540	1962	33
20	39	1945	109	1963	509	1934	33
21	41	1958	107	1937	508	1937	32
22	43	1940	104	1958	471	1942	32
23	45	1963	101	1961	455	1925	32
24	47	1952	98	1940	448	1964	30
25	49	1926	97	1926	435	1960	30
26	51	1939	96	1939	432	1966	30
27	53	1961	93	1952	397	1935	30
28	55	1954	90	1928	382	1926	30
29	57	1941	89	1968	371	1933	29
30	59	1959	85	1941	361	1939	29
31	61	1924	84	1929	356	1948	28
32	63	1942	84	1942	341	1946	28
33	65	1969	83	1951	340	1931	28
34	67	1929	82	1938	333	1929	28
35	69	1968	81	1933	332	1957	28
36	71	1934	80	1969	331	1953	27
37	73	1925	80	1925	323	1951	27
38	75	1933	80	1959	322	1923	27
39	76	1951	79	1934	320	1930	27
40	78	1928	78	1924	319	1967	27
41	80	1935	78	1935	317	1936	27
42	82	1938	75	1948	308	1965	27
43	84	1948	75	1954	302	1938	24
44	86	1947	74	1930	292	1968	23
45	88	1930	71	1927	289	1945	23
46	90	1932	67	1932	280	1932	23
47	92	1953	65	1947	278	1961	21
48	94	1936	64	1936	254	1963	20
49	96	1927	64	1953	252	1927	19
50	98	1967	61	1967	232	1928	17

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (1 итерация)

Мес.	Q быт	Q исп	Q л	Q ф	Q рыб	Q пол.	Q водх	Q х.с.	Q вхк	Q гэс	Q нб	V нач(км ³)	dV	V кон	Z ВБ (нач)	Z ВБ(кон)	Z ВБ(ср)	ZНБ	Н гэс	Ngэс	Эгэс	Nгар
7	41	0	0	1	0	40	3	0	44	43	44	2,20	0,01	2,20	250,00	249,96	249,98	213,02	36,96	14	10051,52	вхк
8	29	0	0	1	0	28	15	0	44	43	44	2,20	0,04	2,16	249,96	249,72	249,84	213,02	36,82	13	10013,52	вхк
9	20	0	0	1	0	19	24	0	44	43	44	2,16	0,06	2,10	249,72	249,35	249,53	213,02	36,52	13	8968,85	вхк
10	19	0	0	1	0	18	25	0	44	43	44	2,10	0,06	2,04	249,35	249,00	249,17	213,20	35,97	13	9781,36	вхк
11	8	0	5	1	0	2	41	0	44	43	44	2,04	0,11	1,93	249,00	248,36	248,68	213,20	35,48	13	9336,34	вхк
12	4	0	5	1	0	-2	156	0	44	154	155	1,93	0,40	1,52	248,36	245,39	246,88	214,56	32,32	43	31843,29	43
1	3	0	5	1	0	-3	182	0	44	179	180	1,52	0,49	1,04	245,39	239,84	242,62	214,76	27,85	43	30816,12	43
2	6	0	5	1	0	0	43	0	44	43	44	1,04	0,11	0,93	239,84	238,72	239,28	213,20	26,08	10	7091,98	вхк
3	18	0	0	1	0	17	26	0	44	43	44	0,93	0,07	0,86	238,72	238,62	238,67	213,20	25,47	9	6925,46	вхк
4	369	2	-8	1	0	374	-332	0	44	43	44	0,86	-0,89	1,75	238,62	247,20	242,91	213,02	29,89	11	7865,59	вхк
5	204	1	-12	1	0	214	-172	0	44	43	44	1,75	-0,44	2,19	247,20	249,92	248,56	213,02	35,54	13	9664,33	вхк
6	48	0	0	1	0	47	-5	0	44	43	44	2,19	-0,01	2,20	249,92	250,00	249,96	213,02	36,94	14	9721,14	вхк

Таблица А.4 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (2 итерация)

Мес.	Q быт	Q исп	Q л	Q ф	Q рыб	Q пол.	Q водх	Q х.с.	Q вхк	Q гэс	Q нб	V нач(км ³)	dV	V кон	Z ВБ (нач)	Z ВБ(кон)	Z ВБ(ср)	ZНБ	Н гэс	Ngэс	Эгэс	Nгар
7	72	0	0	1	0	71	1	0	44	72	73	2,20	0,00	2,20	250,00	249,99	249,99	213,48	36,52	23	16823,17	вхк
8	35	0	0	1	0	34	9	0	44	43	44	2,20	0,02	2,18	249,99	249,84	249,91	213,03	36,88	14	10147,88	вхк
9	32	0	0	1	0	31	12	0	44	43	44	2,18	0,03	2,15	249,84	249,64	249,74	213,03	36,71	14	9122,94	вхк
10	22	0	0	1	0	21	22	0	44	43	44	2,15	0,05	2,09	249,64	249,32	249,48	213,21	36,27	13	9978,93	вхк
11	19	0	5	1	0	13	30	0	44	43	44	2,09	0,08	2,01	249,32	248,85	249,09	213,21	35,88	13	9552,24	вхк
12	4	0	5	1	0	-2	153	0	44	151	152	2,01	0,40	1,62	248,85	246,19	247,52	214,54	32,99	43	31870,36	43
1	8	0	5	1	0	2	172	0	44	174	175	1,62	0,46	1,15	246,19	241,33	243,76	214,73	29,03	43	31279,64	43
2	6	0	5	1	0	0	44	0	44	44	45	1,15	0,11	1,04	241,33	239,89	240,61	213,23	27,37	10	7706,47	вхк
3	9	0	0	1	0	8	36	0	44	44	45	1,04	0,10	0,94	239,89	238,62	239,25	213,23	26,02	10	7325,68	вхк
4	585	2	-8	1	0	590	-300	0	44	290	291	0,94	-0,80	1,75	238,62	247,20	242,91	215,21	27,70	69	49801,55	вхк
5	279	1	-12	1	0	289	-171	0	44	118	119	1,75	-0,44	2,19	247,20	249,92	248,56	213,98	34,57	35	25993,85	вхк
6	78	0	0	1	0	77	-5	0	44	72	73	2,19	-0,01	2,20	249,92	250,00	249,96	213,48	36,49	23	16266,55	вхк

Продолжение приложения А

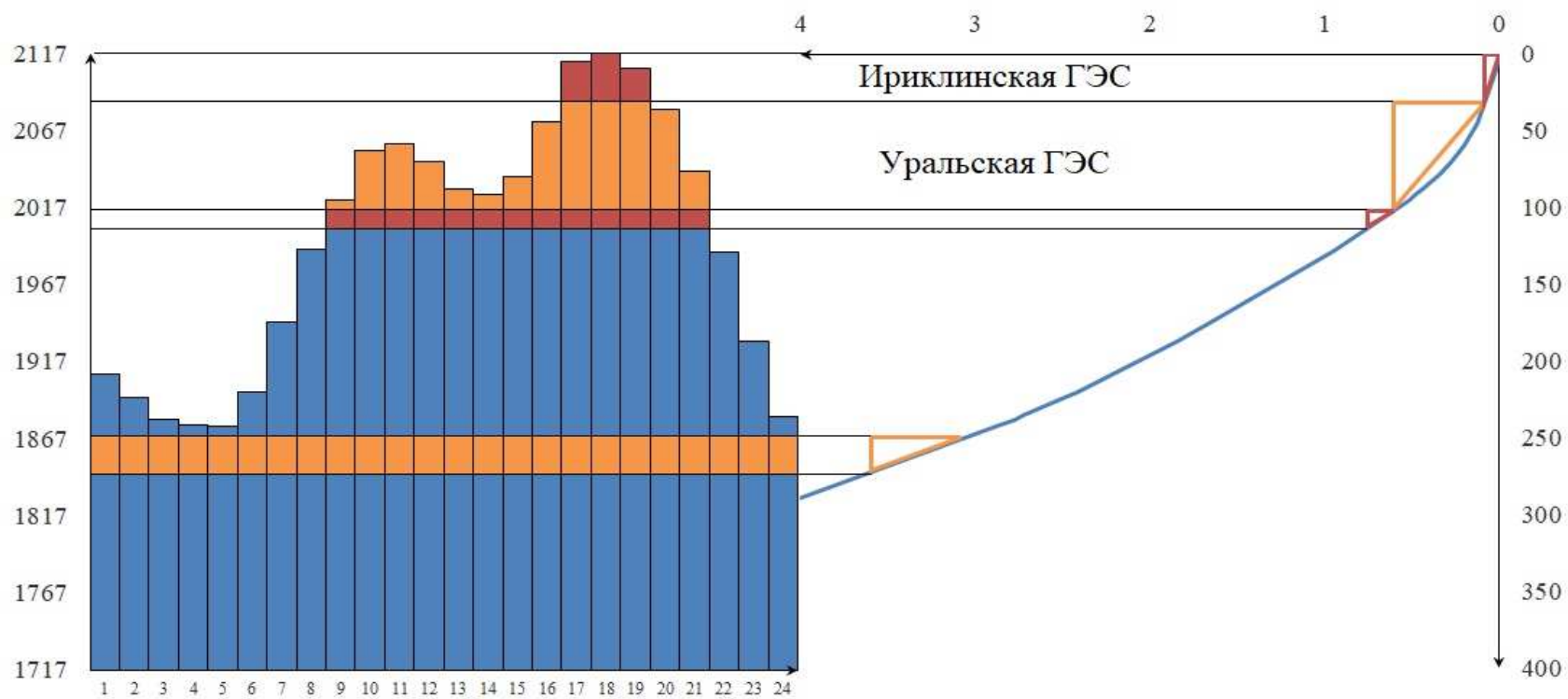


Рисунок А.1 - ИКН зимних суток

Продолжение приложения А



Рисунок А.2 - ИКН летних суток

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В

$D_1, \text{м}$	6	6,3	7,1	7,5	8
$\eta_{\text{турб}}$	0,927	0,927	0,928	0,929	0,929
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	73784	81384	103480	115526	131520
$Z_{\text{а}}^{\wedge}$	1,9	1,8	1,4	1,2	1,1
$Z_{\text{а}}$	2	2	2	2	2
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	71500	71500	71500	71500	71500
$m(\Delta l)$	1,049	1,049	1,050	1,051	1,051
$n_{\text{с}}^{\wedge}$	109	104	92	87	82
$n_{\text{синхр}}$	115,4	107,1	93,8	88,2	83,3
$n_1^{\wedge} n_{\text{min}}$	111	109	107	106	107
$n_1^{\wedge} n_{\text{р}}$	133	129	127	127	127
$n_1^{\wedge} n_{\text{max}}$	145	142	140	139	140
$Q_1^* \eta_{\text{р}}$	1,591	1,443	1,136	1,018	0,895
$\eta_{\text{расч}}$	0,945	0,857	0,675	0,605	0,531
$Q_1^* \eta_{\text{max}}$	1,019	0,924	0,727	0,651	0,572
Q_{max}	0,197	0,178	0,140	0,126	0,111
Q_{min}	0,257	0,233	0,183	0,164	0,144

Таблица Б.2 – Параметры гидротурбины ПЛ40б-В

$D_1, \text{м}$	5,6	6	6,3	7,1	7,5
$\eta_{\text{турб}}$	0,925	0,925	0,926	0,927	0,927
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	61100	70188	77420	98444	109906
$Z_{\text{а}}^{\wedge}$	2,3	2,0	1,8	1,5	1,3
$Z_{\text{а}}$	3	3	2	2	2
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	47667	47667	71500	71500	71500
$m(\Delta l)$	1,045	1,046	1,046	1,047	1,048
$n_{\text{с}}^{\wedge}$	114	107	102	90	86
$n_{\text{синхр}}$	125	115,4	115,4	100	90,9
$n_1^{\wedge} n_{\text{min}}$	113	112	117	114	110
$n_1^{\wedge} n_{\text{р}}$	134,3	132,8	139,4	136,1	130,6
$n_1^{\wedge} n_{\text{max}}$	147	146	153	149	143
$Q_1^* \eta_{\text{р}}$	1,217	1,061	1,443	1,136	1,018
$\eta_{\text{расч}}$	0,723	0,630	0,857	0,675	0,605
$Q_1^* \eta_{\text{max}}$	0,782	0,681	0,926	0,728	0,652
Q_{max}	0,226	0,197	0,179	0,141	0,126
Q_{min}	0,295	0,257	0,233	0,184	0,164

Продолжение приложения Б

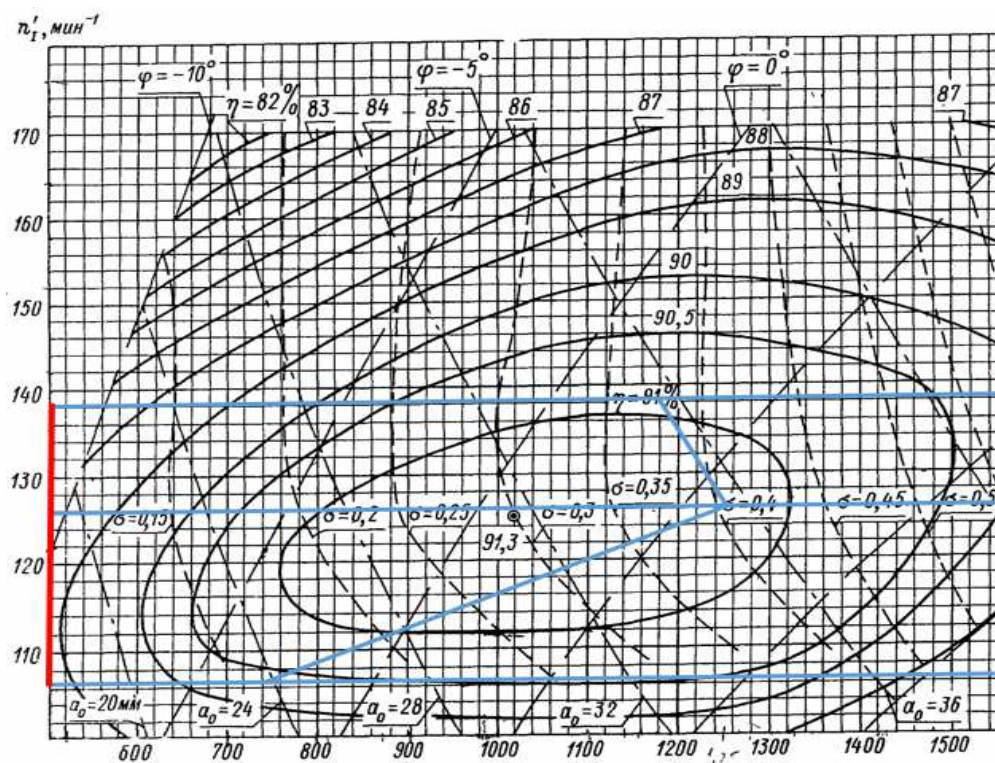


Рисунок Б.1 - ГУХ турбины ПЛ40В-В-710

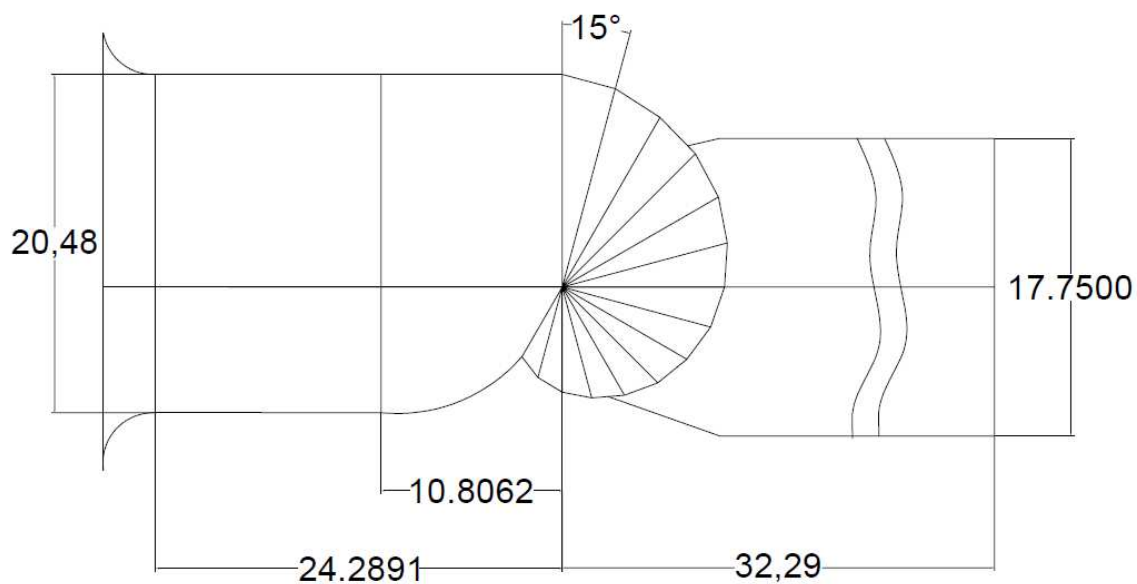


Рисунок Б.2 - Спиральная камера

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,64 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,13 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,4 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,39А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,852 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,22 \cdot I_H$	1,25 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,6 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,7 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	6,5 А
		ПУСК	U_{CP}	$0,66 \cdot U_{НОМ}$	66 В
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,081	0,5 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	1,7 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,82А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,95 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	9,85А

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ-220	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1					+		
		t_2	+	+	+				
	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					+	
		t_3	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1						+
			t_2					+	
		t_3	+	+					
ДЗ	1 ступень	t_1					+		
		t_2	+	+	+				
	2 ступень	t_1						+	
		t_2						+	
		t_3	+	+					
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

«02» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УРАЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УРАЛ.
МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ В
РЕЖИМНОМ ТРЕНАЖЕРЕ ДИСПЕТЧЕРА.
тема

Руководитель Л.В. Толстихина, 03.04.2020 Канд. техн.
подпись, дата наук, доцент
должность

Л.В. Толстихина
инициалы, фамилия

Выпускник И.Д. Волков, 03.04.2020
подпись, дата

И.Д. Волков
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Уральской ГЭС на реке Урал. Моделирование электроэнергетической системы в режимном тренажере диспетчера».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Электрическая часть	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Нормоконтроль	 подпись, дата	 инициалы, фамилия