

Министерство науки и высшего образования РФ
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
« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОБЕДНОЙ ГЭС НА РЕКЕ КУР. СХЕМЫ
СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ. ЗАЩИТА
ОБОРУДОВАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД
тема

		канд.техн.наук, и.о. зав. кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ	<u>А.А.Ачитаев</u>
Руководитель	_____	ученая степень, ученое звание, должность, место работы	инициалы, фамилия
	подпись, дата		
Выпускник	_____		<u>А.А.Кременецкая</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Победной ГЭС на реке Кур. Схемы собственных нужд ГЭС, достоинства и недостатки. Защита оборудования собственных нужд»

Консультанты по разделам:

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Технический паспорт Победной ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Общая часть	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Геологические данные.....	9
1.1.4 Сейсмология гидроузла	9
1.1.5 Энерго-экономическая характеристика района.....	10
2 Водно-энергетические расчеты	11
2.1 Исходные данные	11
2.2 Выбор расчетных гидрографов для маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока.....	12
2.3 Определение максимального расчетного расхода.....	15
2.4 Построение интегральных кривых нагрузок энергосистемы и годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	16
2.4.1 Интегральные кривые нагрузки (ИКН)	16
2.4.2 Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	16
2.5 Определение типа регулирования ГЭС	18
2.5.1 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	18
2.6 Баланс энергии	23
2.7 Определение установленной мощности ГЭС.....	25
2.8 Определение среднегодовой выработки.....	25
2.9 Баланс мощности.....	26
3 Основное и вспомогательное оборудование	28
3.1 Построение режимного поля	28
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	28
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы.....	33
3.4 Гидромеханический расчёт спиральной камеры	35
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины	38
3.5.1 Расчет вала на прочность	38
3.5.2 Расчет подшипника.....	39
3.6 Выбор типа серийного генератора	40
3.7 Выбор вспомогательного оборудования	41
3.7.1 Выбор типа маслонапорной установки	41
4 Электрическая часть	42
4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС	42
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	42
4.2.1 Выбор синхронного генератора.....	42

4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком	43
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком	45
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд	46
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий	47
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	48
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	50
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	50
4.6.1	Расчет исходных данных	50
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	52
4.6.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима ...	53
4.6.4	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	54
4.7	Выбор трансформаторов тока и напряжения	57
4.8	Выбор параметров КРУЭ	57
5	Релейная защита и автоматика	59
5.1	Расчет номинальных токов	59
5.2	Перечень защит основного оборудования	61
5.3	Описание защит и расчет их уставок	63
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)	63
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))	66
5.3.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	69
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	69
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок (I1)	74
5.3.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <	76
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	79
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор	80
5.5	Таблица уставок и матрица отключений	80
6	Компоновка сооружения	81
6.1	Определение отметки гребня бетонной и грунтовой плотины	81
6.1.1	Грунтовая плотина	81
6.1.2	Бетонная плотина	85
6.2	Расчет пропускной способности водосливной плотины	85
6.2.1	Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая	86

6.2.2	Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы)	87
6.2.3	Определение ширины водосливного фронта	88
6.2.4	Определение напора на водосливе	89
6.2.5	Определение отметки гребня водослива	90
6.2.6	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае	90
6.2.7	Построение профиля водосливной грани	91
6.3	Расчет сопряжения потока в НБ	92
6.3.1	Расчет водобойной плиты	93
6.3.2	Расчет водобойной стенки	93
6.3.3	Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой	94
6.3.4	Расчет водобойного колодца	96
6.4	Конструирование бетонной плотины	98
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	98
6.4.2	Быки	100
6.4.3	Устои	100
6.4.4	Галереи в теле плотины	100
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	101
6.5.1	Вес сооружения и затворов	101
6.5.2	Сила гидростатического давления	101
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	102
6.5.4	Сила фильтрационного давления	102
6.5.5	Давление грунта	102
6.5.6	Расчет волнового давления	104
6.6	Оценка прочности плотины	105
6.6.1	Критерии прочности плотины и ее основания	107
6.6.2	Обоснование устойчивости плотины	108
7	Пожарная безопасность. Охрана труда. Охрана окружающей среды	110
7.1	Пожарная безопасность	110
7.2	Охрана труда	113
7.3	Охрана окружающей среды	118
7.3.1	Общие сведения о районе строительства	118
7.3.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	119
7.3.3	Отходы, образующиеся при строительстве	121
7.3.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	121
7.3.5	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	122
8	Технико-экономические показатели	123
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	123
8.2	Текущие расходы по гидроузлу	124
8.3	Налоговые расходы	126
8.4	Оценка прибыли	126

8.5 Анализ денежных потоков	128
8.6 Оценка инвестиционного проекта.....	128
8.7 Коммерческая эффективность	129
8.8 Бюджетная эффективность	129
8.9 Анализ чувствительности.....	130
9 Схемы собственных нужд ГЭС, достоинства и недостатки. Защита оборудования собственных нужд.....	132
9.1 Собственные нужды гидроэлектростанции	132
9.2 Ответственные потребители	134
9.3 Особенности схем исполнения	135
9.3.1 Схемы собственных нужд переменного тока ГЭС.....	135
9.3.2 Схемы собственных нужд постоянного тока ГЭС	136
9.4 Требования к оборудованию собственных нужд постоянного тока.....	137
9.4.1 Аккумуляторные батареи.....	137
9.4.2 Щиты постоянного тока	138
9.4.3 Освещение	139
9.4.4 Виды ламп.....	141
9.5 Стабилизация напряжения	142
9.5.1 Типы стабилизаторов напряжения.....	143
9.6 Достоинства и недостатки электрической схемы Победной ГЭС	144
9.7 Защита оборудования собственных нужд	145
9.7.1 МТЗ с направленной защитой	145
9.7.2 Защита минимального напряжения.....	149
9.7.3 Логическая защита шин (ЛЗШ).....	150
9.7.4 Защита двигателя	151
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	156
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	157
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных.....	160
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты	163
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование	188
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Таблица уставок и матрица отключений.....	198
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Разновидности схем собственных нужд	200

Технический паспорт Победной ГЭС

1. Наименование реки: Кур;
2. Местонахождение ГЭС: Хабаровский край;
3. Тип проектируемой установки: ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний: 155 м³/с;
 - б) максимальный обеспеченностью 0,5%: 675,18 м³/с;
 - в) минимальный обеспеченностью 1%: 18,3 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока: суточный;
 - б) отметки: НПУ 350,00 м, УМО 349,60 м;
 - в) объемы: полный 0,15 км³, полезный 0,00248 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный: 29,1 м;
 - б) расчетный: 26,26 м;
 - г) минимальный: 25,89 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность: установленная 70 МВт, гарантированная 39 МВт,
 - б) среднемноголетняя выработка энергии: 226,4 млн.кВт·ч,
 - в) число часов использования установленной мощности: 4000 ч,
8. Плотины:
 - а) русловая гравитационная;
 - б) правобережная грунтовая;
 - в) левобережная грунтовая;
 - г) общая длина 2298,3 м, максимальная высота 32,4 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип: поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов: 2 отверстия по 18 м;
 - в) общая длина: 40 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) число агрегатов: 2;
 - б) грунты в основании: суглинок;
 - в) тип спиральной камеры: бетонная прямоугольного сечения;
 - г) тип отсасывающей трубы: изогнутая;
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбины: ПЛ30а-В-450;
 - б) тип генератора: СВ-695/155-40, мощность 35 МВт,
 - в) частота вращения: 150 об/мин,
12. Технико-экономические показатели:
 - а) чистый приведенный доход (NPV): 285,55 млн.руб;
 - б) период окупаемости: 11,5 лет;
 - в) индекс прибыльности: 1,11 рублей;
 - г) удельные капиталовложения: 79267,4 руб/кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика предоставляет системные услуги (частоту, мощность) и является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90 % резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости быстро существенно увеличить объемы выработки, покрывая пиковые нагрузки.

У России большой гидроэнергетический потенциал, что подразумевает значительные возможности развития отечественной гидроэнергетики. На территории России сосредоточено около 9 % мировых запасов гидроресурсов. По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами Россия занимает второе место в мире, опережая США, Бразилию, Канаду. В настоящее время общий теоретический гидроэнергетический потенциал России определен в 2900 млрд кВт·ч годовой выработки электроэнергии или 170 тыс. кВт·ч на 1 кв. км территории. Однако сейчас освоено лишь 20 % этого потенциала. Одним из препятствий развития гидроэнергетики является удаленность основной части потенциала, сконцентрированной в центральной и восточной Сибири и на Дальнем Востоке, от основных потребителей электроэнергии.

Задача выпускной квалификационной работы изучить основные дисциплины, позволяющие будущему специалисту-гидроэнергетику освоить приемы ведения режима водохранилищ, проектирование гидроузла в условиях, максимально приближенных к реальным. Целью является обоснование в заданном створе реки параметров проектируемой ГЭС, в частности установленной мощности и среднесуточной выработки, предназначенной для работы в объединенной энергетической системе с учетом требований водохозяйственного комплекса.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат Хабаровского края — муссонный, с характерной холодной зимой и влажным жарким летом. Он создается под влиянием Азиатского континента и Тихого океана.

Климатические условия существенно изменяются с характером рельефа, близостью к морю и с севера на юг. Так, например, средняя температура января в континентальных районах колеблется от $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ — на юге, до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ — на севере; на морском побережье — от $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля на юге $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, на севере $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Максимальная зафиксированная температура воздуха $+39\text{ }^{\circ}\text{C}$, минимальная температура $-48\text{ }^{\circ}\text{C}$.

1.1.2 Гидрологические данные

Кур — река Азиатской части России, на Дальнем Востоке, в Хабаровском крае, в низовье течёт по границе с Еврейской АО; левая составляющая р. Тунгуски (бассейн Амура). Река несет свои воды с горного хребта Баджал. Река Кур — типично горная река.

Кур берёт начало на южных склонах хребта Мяочан на высоте около 900 м. Вместе с р. Урми образует Тунгуску. Длина реки 434 км, площадь бассейна 13,7 тыс. км² — крупнейший по длине и площади бассейна приток Тунгуски. Основные притоки: Ярап (85 км от устья), Биракан (108 км от устья), Улика (правые) (157 км от устья), Алга (левый) (83 км от устья).

Среднемноголетний расход воды вблизи устья составляет $155\text{ м}^3/\text{с}$, максимальный расход $1070\text{ м}^3/\text{с}$, минимальный — $11\text{ м}^3/\text{с}$. Подъём уровня воды во время паводков не превышает 4,5 м. Мутность воды 50–150 г/м³. Минерализация воды меньше 50 мг/л.

1.1.3 Геологические данные

В районе створа основание реки Кур — суглинок.

В основании предполагаемого гидроузла залегают горные подзолистые, кислые неоподзоленные, бурые лесные типы почв.

1.1.4 Сейсмология гидроузла

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2015-С) в зоне предполагаемого гидроузла сейсмологическая активность составляет 6-7 баллов.

1.1.5 Энерго-экономическая характеристика района

Хабаровский муниципальный район находится на юго-западе Хабаровского края и состоит из двух разъединенных частей: правобережья реки Амур, примыкающего к городу Хабаровску, и левобережья (северная часть), охватывающего бассейны рек Кур и Урми.

Согласно данным о состоянии минерально-сырьевой базы Хабаровского края, минерально-сырьевая база Хабаровского края включает 671 месторождение полезных ископаемых по 27 видам минерального сырья. В 2011 г. разрабатывались 67 месторождений золота, платиноидов, олова, каменного и бурого угля. Приоритетным направлением в структуре горнодобывающей промышленности края является ведущаяся с 1856 года добыча благородных металлов. По количеству добытых золота и платиноидов Хабаровский край занимает четвертое место в России.

В крае 403 месторождения твердых полезных ископаемых - уголь каменный и бурый, железо, олово, медь, вольфрам, уран, золото и серебро коренные, золото россыпное и другие.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:
 - 1.1 Энергосистема: ОЭС Востока;
 - 1.2 Годовой максимум нагрузки: 1679 МВт;
 - 1.3 Число часов использования установленной мощности 4000 ч;
 - 1.4 Резервы: нагрузочный резерв системы 3%, аварийный резерв системы 10 %;
2. Схема использования реки: одиночная ГЭС;
3. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла приведена в приложении А, на рисунке А.1;
4. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 1,02;
5. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м ³ /с	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Фильтрация	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Испарение	0	0	0	0	3	2	2	0	0	1	0	0
Льдообразование	1,9	1,2	-7,3	-0,5	0	0	0	0	0	1,4	1,5	1,8
Q _{сан.п-к}	8											

6. Коэффициент мощности $k_N = 8,6$;
7. Потери напора в водопроводящих сооружениях $\Delta h = 0,7$ м;
8. НПУ Победной ГЭС 350,00 м;
9. Расчетный гидрологический ряд наблюдений реки Кур в створе Победной ГЭС с 1952 по 1984 год приведен в приложении А, таблица А.2.

Створ проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.1. Профиль створа представлен на рисунке 2.2.



Рисунок 2.1 – Створ



Рисунок 2.2 – Профиль створа

2.2 Выбор расчетных гидрографов для маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

При определении установленной мощности, проектируемой ГЭС, необходимо определить маловодный и средневодный год, исходя из предложенного гидрологического ряда за 33 года наблюдений р. Кур в период с 1952-1984 гг.

Для выбора расчетных гидрографов разделим год на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся те месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому расходу, остальные месяцы - это период межени. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и рассчитываем обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле (2.1):

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

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

$n = 33$ – общее число членов ряда.

Заносим полученные значения в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

m	$P, \%$	$Q_{\text{ср.год}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{меж}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы
1	3	274	1979	150	1956	785	1979
2	6	256	1956	120	1983	640	1970
3	9	233	1970	110	1962	600	1981
4	12	216	1983	104	1960	572	1956
5	15	214	1960	104	1979	550	1957
6	18	204	1975	98	1975	544	1960
7	21	184	1976	97	1970	535	1971
8	24	182	1984	93	1980	521	1975

Окончание таблицы 2.2

m	P, %	Q _{ср.год} , м ³ /с	Годы	Q _{пол} , м ³ /с	Годы	Q _{меж} , м ³ /с	Годы
9	26	176	1959	90	1973	503	1983
10	29	175	1981	86	1976	480	1959
11	32	172	1980	83	1984	479	1976
12	35	171	1978	78	1978	479	1984
13	38	169	1957	75	1959	455	1969
14	41	166	1973	70	1955	450	1978
15	44	164	1971	68	1974	424	1963
16	47	156	1969	63	1954	417	1974
17	50	155	1974	57	1969	408	1980
18	53	153	1962	55	1958	405	1965
19	56	140	1965	52	1965	400	1961
20	59	135	1961	50	1972	393	1973
21	62	132	1954	48	1982	377	1982
22	65	130	1982	47	1961	368	1966
23	68	127	1972	45	1964	357	1972
24	71	126	1963	45	1953	352	1964
25	74	122	1964	42	1977	340	1954
26	76	119	1955	42	1957	317	1977
27	79	114	1966	40	1971	314	1953
28	82	113	1953	34	1981	279	1962
29	85	110	1977	30	1966	266	1955
30	88	104	1958	27	1963	253	1958
31	91	78	1968	26	1968	235	1968
32	94	69	1952	26	1967	215	1952
33	97	66	1967	20	1952	188	1967

По расчетным обеспеченностям определяем маловодный и средневодный год. За маловодный принимаем год со среднегодовой обеспеченностью 90%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1958 и 1968 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Таким образом, принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Находим коэффициенты приведения по половодью и межени для сравниваемого 1958 и 1968 годов соответственно.

$$K_{П} = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{1958 \text{ по половодью}}} = \frac{244}{253} = 0,97;$$

$$K_{М} = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1958 \text{ по межени}}} = \frac{27}{55} = 0,48;$$

$$K_{П} = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{1968 \text{ по половодью}}} = \frac{244}{235} = 1,04;$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1968 \text{ по межени}}} = \frac{27}{26} = 1,02.$$

Сравним полученные коэффициенты делаем вывод, что маловодным будет 1968 год. Произведем корректировку расходов 1968 года с учетом коэффициентов приведения. Но при этом должно выполниться условие: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее.

В маловодном году имеются такие расходы, которые превышают значения средневодного года. Нужны дополнительные исправления, они должны быть выполнены при следующем условии: среднегодовое значение расхода средневодного года до исправления должно остаться таким же и после исправления. Совмещенный гидрограф средневодного и маловодного года представлен на рисунке 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные обеспеченности 90%, 50%; без приведения, с приведением, с корректировкой

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} , м ³ /с
Q _{50%}	35	19	16	191	803	293	155	43	118	96	57	33	155,0
Q _{50%привед.}	29	16	13	160	786	287	152	36	99	81	48	27	144
Q _{50% корр.}	29	31	33	160	823	323	199	72	55	54	48	27	155,0
Q _{90%}	13	13	12	36	304	246	155	21	38	52	32	18	78
Q _{90%привед.}	13	13	12	37	315	255	161	21	39	53	33	18	81
Q _{90% корр.}	13	13	12	37	302	242	155	51	34	31	30	18	78
Q _{50%-90%}	16	18	21	123	521	81	44	21	21	23	18	9	

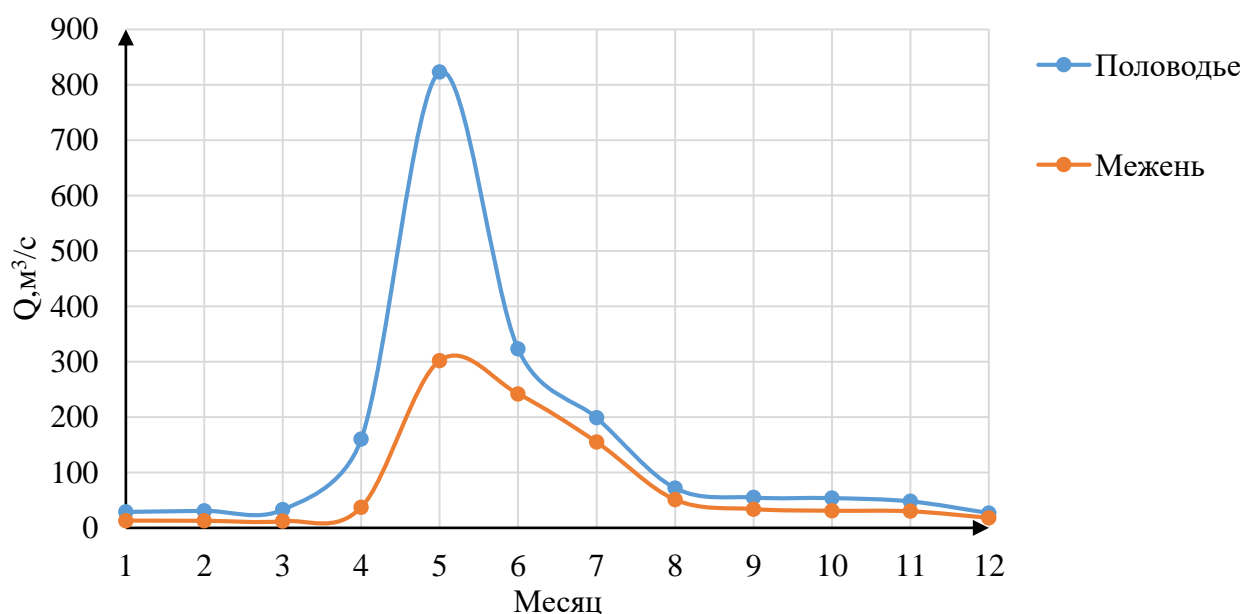


Рисунок 2.3 - Совмещенный гидрограф средневодного и маловодного года

2.3 Определение максимального расчетного расхода

По исходному ряду выбираем средние максимальные расходы, заносим данные в таблицу, которая приведена в приложении А, таблица А.3.

Определяем параметры кривой обеспеченности $Q_{\text{ср}}$, коэффициент вариации C_v и асимметрии C_s .

Среднегодовой максимальный расход вычисляется по формуле (2.2):

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\sum Q}{n} = \frac{22281,1}{33} = 675,18 \text{ м}^3/\text{сек} \quad (2.2)$$

Вычисляем модульные коэффициенты K по формуле (2.3):

$$K = \frac{Q}{Q_{\text{ср}}} \quad (2.3)$$

Проверка:

$$\sum K = 33$$

Вычисляем отклонения от середины $(K - 1)$.

Проверка:

$$\sum (K - 1) = 0$$

Затем подсчитываем $(K - 1)^2$:

$$\sum (K - 1)^2 = 2,67$$

Определим $(K - 1)^3$:

$$\sum (K - 1)^3 = -0,45$$

В соответствии с приложением А таблицы А.3 рассчитываем C_v и C_s по формулам (2.4), (2.5):

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,67}{33}} = 0,28 \quad (2.4)$$

$$C_s = \frac{\sum (K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{-0,45}{33 \cdot 0,28^3} = -0,63 \quad (2.5)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,28^2}}{\sqrt{2 \cdot (33-1)}} \cdot 100\% = 13,89\% \quad (2.6)$$

Не превышает допустимую ошибку 13,94 %.

Средняя квадратическая ошибка коэффициента асимметрии рассчитывается по формуле (2.7):

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{33} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,28^2+5 \cdot 0,28^4}}}{0,63} \cdot 100\% = 82,57\% \quad (2.7)$$

Ошибка является допустимой.

Класс сооружения выбирается согласно Постановления Правительства РФ № 986 от 02.11.2013г. «О классификации гидротехнических сооружений». Исходя из критериев определения класса гидротехнического сооружения, выбираем III класс сооружения.

Зная величины $Q_{cp,max} = 675,18 \text{ м}^3/\text{сек}$, $C_v = 0,28$ и $C_s = 0,63$, производим вычисление теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов по таблице С.И. Рыбкина – П.А. Алексеева.

По данным таблицы С.И. Рыбкина – П.А. Алексеева определяем значение ординат φ при $C_s = 0,63$ и записываем их во вторую строку таблицы А.4, которая приведена в приложении А. Теоретическая и фактическая кривые обеспеченности средних максимальных расходов реки Кур при $P_{0,5\%}$ приведены в приложении А, рисунок А.1.

2.4 Построение интегральных кривых нагрузок энергосистемы и годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.4.1 Интегральные кривые нагрузки (ИКН)

Интегральная кривая нагрузки (ИКН) характеризует зависимость прироста суточной выработки электроэнергии от прироста нагрузки энергосистемы. Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах. В приложении Б приведены таблицы Б.1 и Б.2 суточной нагрузки и ИКН для зимнего и летнего периодов.

2.4.2 Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки строятся для максимальных и средних значений на основе суточных графиков нагрузки изолированной энергосистемы.

Годовой график максимальной нагрузки представляет собой косинусоидальную функцию, записанную в формуле (2.8):

$$P(t) = a + b \cdot \cos(30^0t - 15^0t), \quad (2.8)$$

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

$$a_{\max} = \frac{P_{\max}^3 + P_{\max}^L}{2} = \frac{1690 + 1038}{2} = 1364,19 \quad (2.9)$$

$$b_{\max} = \frac{P_{\max}^3 - P_{\max}^L}{2} = \frac{1690 - 1038}{2} = 326,12 \quad (2.10)$$

$$a_{\text{ср.}} = \frac{P_{\text{ср.}}^3 + P_{\text{ср.}}^L}{2} = \frac{1600 + 937}{2} = 1268,51 \quad (2.11)$$

$$b_{\text{ср.}} = \frac{P_{\text{ср.}}^3 - P_{\text{ср.}}^L}{2} = \frac{1600 - 937}{2} = 331,55, \quad (2.12)$$

где $P_{\max}^3, P_{\max}^L, P_{\text{ср.}}^3, P_{\text{ср.}}^L$ – максимальное потребление в зимние и летние сутки, среднее потребление в зимние и летние сутки. Все вычисления сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Данные для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

t	α	\cos	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср.}}$, МВт
1	0,2617	0,9660	1679	1588,8
2	0,7850	0,7074	1595	1503,0
3	1,3083	0,2595	1449	1354,5
4	1,8317	-0,2579	1280	1183,0
5	2,3550	-0,7063	1134	1034,3
6	2,8783	-0,9655	1049	948,4
7	3,4017	-0,9664	1049	948,1
8	3,9250	-0,7085	1133	1033,6
9	4,4483	-0,2610	1279	1182,0
10	4,9717	0,2564	1448	1353,5
11	5,4950	0,7051	1594	1502,3
12	6,0183	0,9651	1679	1588,5

На рисунке 2.4 представлен совмещенный годовой график максимальных и средних нагрузок энергосистемы, построенный по результатам таблицы 2.4.

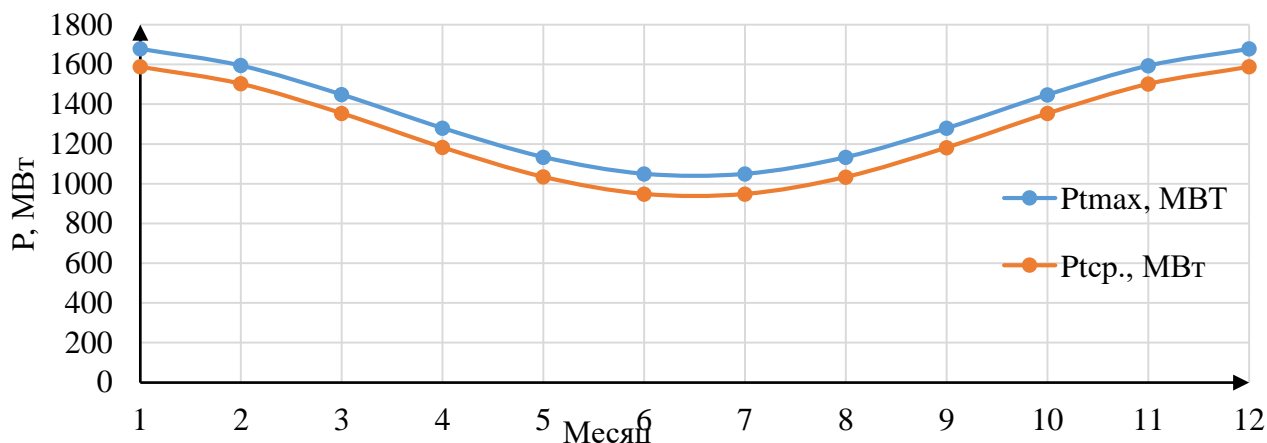


Рисунок 2.4 – Совмещенный годовой график максимальных и средних нагрузок энергосистемы

2.5 Определение типа регулирования ГЭС

Для того чтобы определить предварительный тип регулирования станции определяем коэффициент зарегулированности стока β по формуле (2.14). Найдем среднемноголетний сток по формуле (2.13):

$$\bar{W} = \bar{Q} \cdot t = 155 \cdot 31536000 = 4,9 \text{ км}^3, \quad (2.13)$$

где \bar{Q} – среднемноголетний расход за 33 года; t – число секунд в году.

Полезный объем водохранилища проектируемой ГЭС будет известен лишь после сработки, так что используем полезный объем Победной ГЭС.

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{0,0025}{4,9} = 0,001 \quad (2.14)$$

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

Следовательно, на проектируемой станции будет суточный тип регулирования.

2.5.1 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение рабочей (гарантированной) мощности проектируемой ГЭС;
- максимальный уровень сработки водохранилища – уровень мертвого объема (УМО);
- полезный объем водохранилища.

Примем, что расход в течение суток постоянный, но при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, как и уровень нижнего бьефа. Расчет

начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 350$ м.

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

Для правильного расчета должны соблюдаться три условия:

- $Q_{НБ} = Q_{сан.п-к}$,
- $Z_{начВБ} = Z_{конВБ}$,
- $N_{ГЭС} = N_{Гар}$.

Пример расчета для декабря показан на рисунке 2.6, по результатам расчета построим график сработки – наполнения водохранилища, представленный на рисунке 2.5, и суточный график нагрузки, совмещенный с ИКН с учётом существующих электрических станций, представленный на рисунке 2.7. В результате расчета за декабрь определили:

- $V_{полез.} = 0,001$ км³;
- $N_{раб.} = 41$ МВт;
- $\mathcal{E}_{свт.} = 0,175$ млн. кВт · ч.

Водно-энергетические расчеты за остальные месяцы с суточными графиками нагрузки приведены в приложении Б. На рисунке 2.5 представлен график сработки-наполнения водохранилища за сутки декабря.

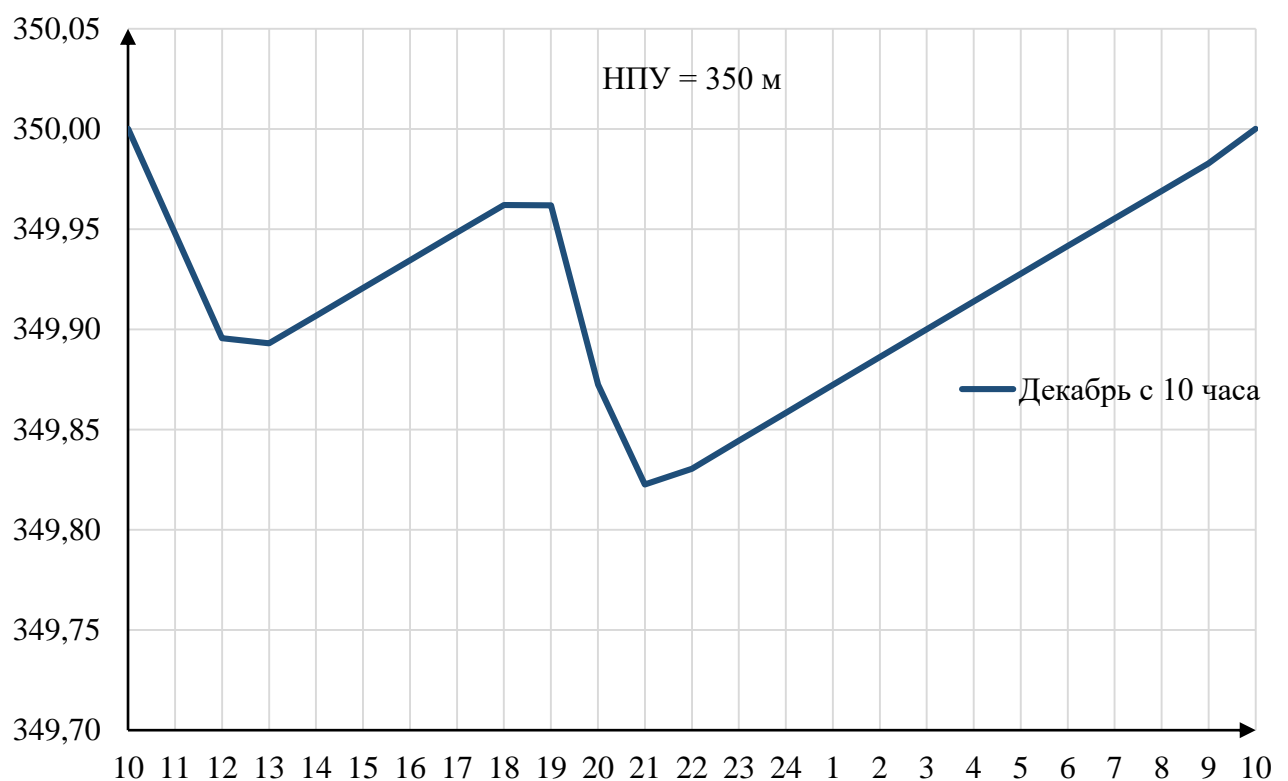


Рисунок 2.5 - График сработки-наполнения водохранилища за сутки декабря

Час	Q _{быт.} , м³/с	Q _{шл.} , м³/с	Q _{ф.} , м³/с	Q _{исп.} , м³/с	Q _{лéd.} , м³/с	Q _{пол.б.} , м³/с	Q _{вдхр.} , м³/с	Q _{сан.п.} , м³/с	Q _{ГЭС} , м³/с	Q _{х.сбр.} , м³/с	Q _{НБ} , м³/с	V _{нач.} , км³/з	dV, км³/з	V _{кон.} , км³/з	Z _{нач.ВБ} , м	Z _{кон.ВБ} , м	Z _{ср.ВБ} , м	Z _{НБ} , м	HГЭС, м	Nгэс, МВт	Nраб., МВт
10	33	0	0,8	0	1,8	30	81	8	112	0	112	0,10	0,00	0,10	350,00	349,95	349,97	321,68	27,59	26	26
11	33	0	0,8	0	1,8	30	86	8	116	0	117	0,10	0,00	0,10	349,95	349,90	349,92	321,72	27,50	27	27
12	33	0	0,8	0	1,8	30	4	8	35	0	36	0,10	0,00	0,10	349,90	349,89	349,89	320,80	28,39	8	8
13	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,89	349,91	349,90	320,23	28,97	2	2
14	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,91	349,92	349,91	320,23	28,98	2	2
15	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,92	349,93	349,93	320,23	28,99	2	2
16	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,93	349,95	349,94	320,23	29,01	2	2
17	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,95	349,96	349,96	320,23	29,02	2	2
18	33	0	0,8	0	1,8	30	0	8	31	0	31	0,10	0,00	0,10	349,96	349,96	349,96	320,73	28,54	7	7
19	33	0	0,8	0	1,8	30	148	8	178	0	179	0,10	0,00	0,10	349,96	349,87	349,92	322,10	27,12	41	41
20	33	0	0,8	0	1,8	30	82	8	112	0	113	0,10	0,00	0,10	349,87	349,82	349,85	321,69	27,46	26	26
21	33	0	0,8	0	1,8	30	-13	8	18	0	18	0,10	0,00	0,10	349,82	349,83	349,83	320,47	28,66	4	4
22	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,83	349,84	349,84	320,23	28,90	2	2
23	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,84	349,86	349,85	320,23	28,92	2	2
24	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,86	349,87	349,87	320,23	28,93	2	2
1	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,87	349,89	349,88	320,23	28,95	2	2
2	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,89	349,90	349,89	320,23	28,96	2	2
3	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,90	349,91	349,91	320,23	28,97	2	2
4	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,91	349,93	349,92	320,23	28,99	2	2
5	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,93	349,94	349,93	320,23	29,00	2	2
6	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,94	349,96	349,95	320,23	29,01	2	2
7	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,96	349,97	349,96	320,23	29,03	2	2
8	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,97	349,98	349,98	320,23	29,04	2	2
9	33	0	0,8	0	1,8	30	-23	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,98	350,00	349,99	320,23	29,06	2	2

Рисунок 2.6 – Сработка-наполнение водохранилища в декабре

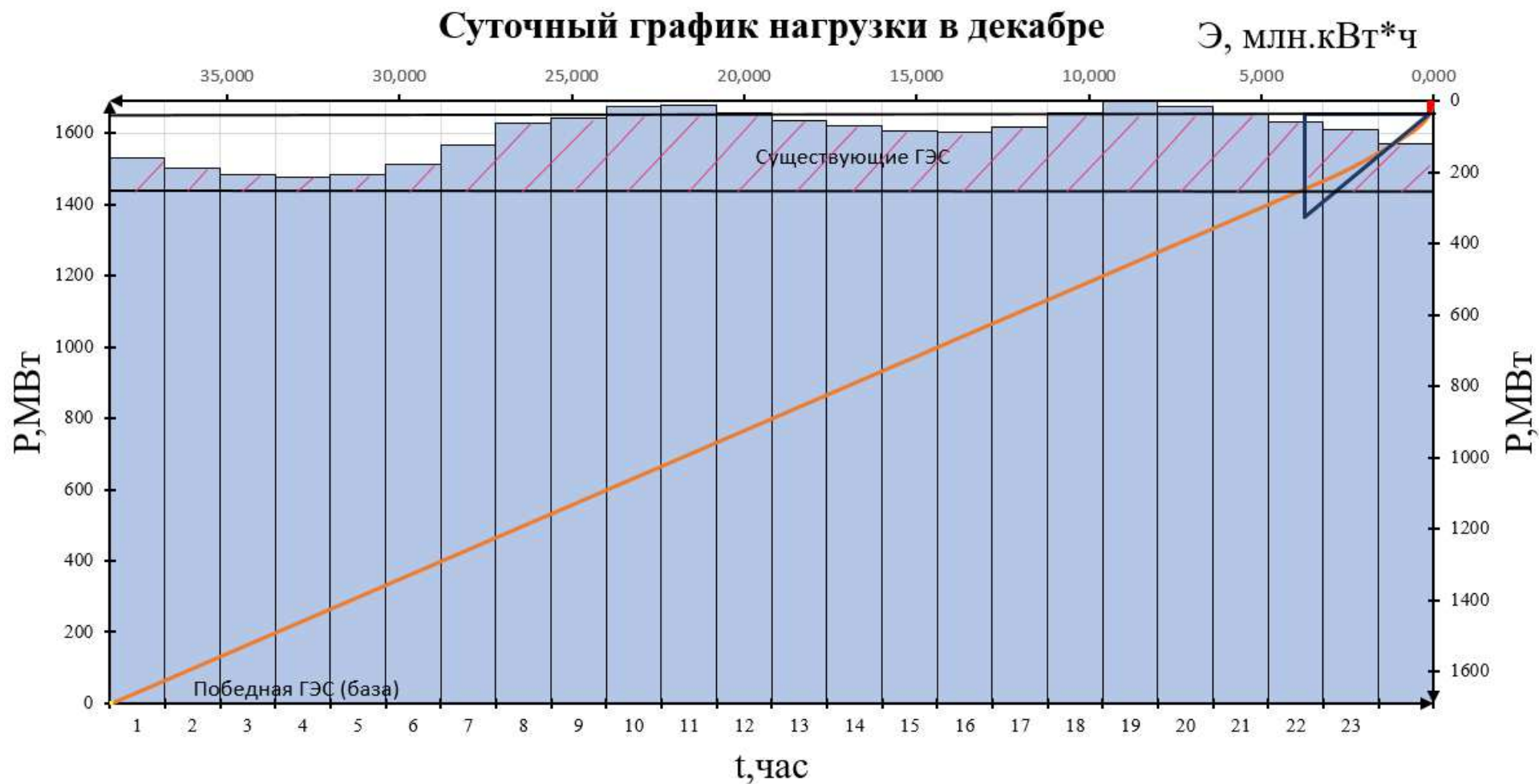


Рисунок 2.7 – Суточный график нагрузки декабря, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник –Победная ГЭС(пик); Желтый треугольник –Победная ГЭС(база).

Сведем результаты водно-энергетических расчетов для каждого месяца в таблицы 2.5, 2.6.

Таблица 2.5 – Результирующая таблица

Месяц	Нгар.МВ т	Эгар.млн.кВт ·ч	Нбаз.кВ т	Эбаз.млн.кВт ·ч	Эпик .	Нпик.МВ т	Нраб, МВт
1	8,76	0,21	2,00	0,05	0,16	39	41
2	4,81	0,12	2,03	0,05	0,07	24	26
3	4,06	0,10	2,03	0,05	0,05	31	33
4	45,72	1,10	1,92	0,05	1,05	0	41
5	192,55	4,62	1,92	0,05	4,58	0	41
6	68,89	1,65	1,88	0,05	1,61	0	41
7	37,37	0,90	1,93	0,05	0,85	34	36
8	10,75	0,26	2,00	0,05	0,21	39	41
9	28,69	0,69	1,95	0,05	0,64	26	28
10	23,37	0,56	1,95	0,05	0,51	33	35
11	14,09	0,34	1,98	0,05	0,29	31	33
12	8,27	0,20	2,01	0,05	0,15	39	41

Таблица 2.6 – Таблица результатов водно-энергетических расчетов

Месяц	Нраб, МВт	Эсут, млн.кВт·ч
Январь	41	0,183
Февраль	26	0,099
Март	33	0,129
Апрель	41	0,994
Май	41	1,705
Июнь	41	1,536
Июль	36	0,862
Август	41	0,237
Сентябрь	28	0,667
Октябрь	35	0,527
Ноябрь	33	0,3106
Декабрь	41	0,175

На рисунке 2.8 представлен график сработки-наполнения водохранилища за типичные сутки каждого месяца.

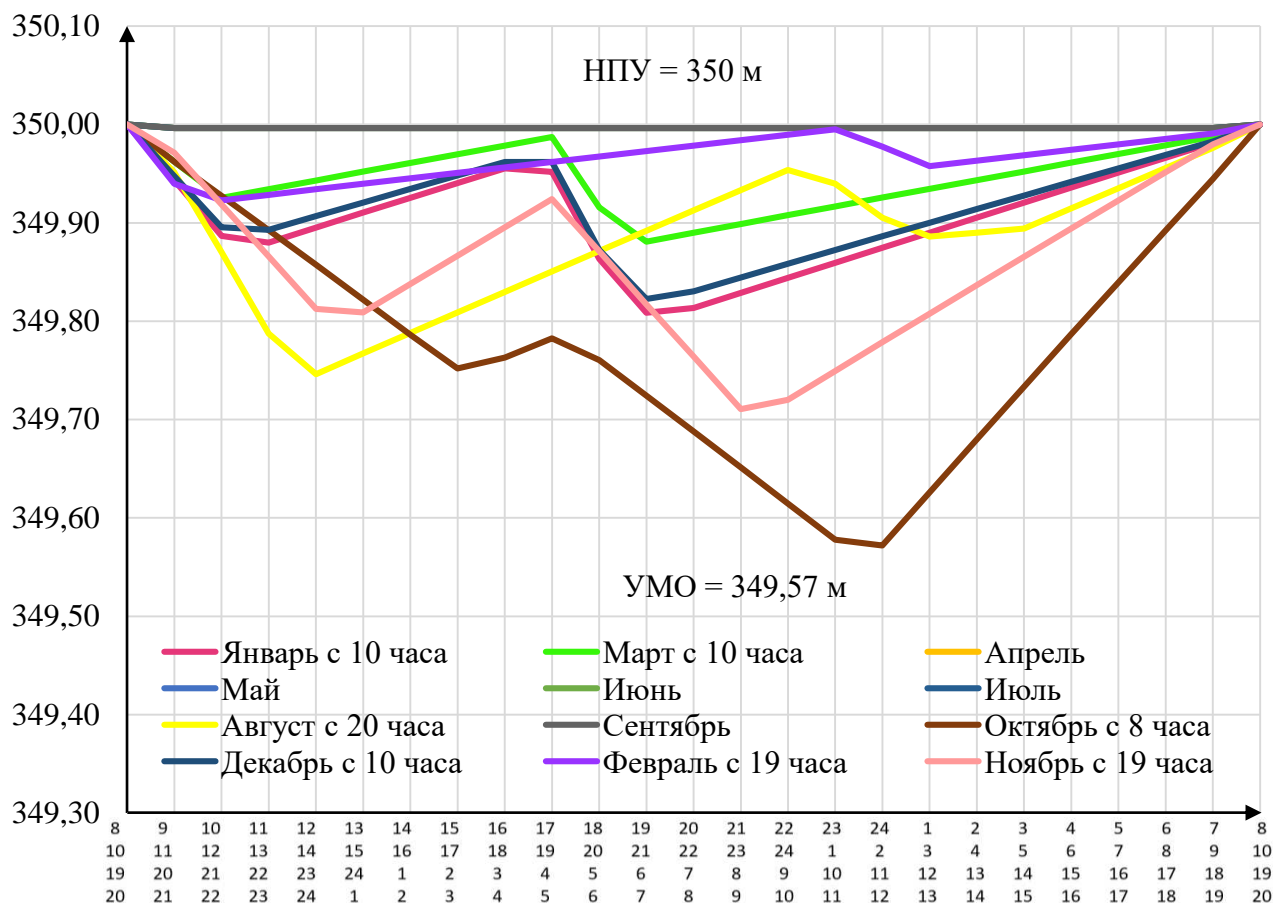


Рисунок 2.8 – Графики работы-наполнения водохранилища за типичные сутки каждого месяца

Проведя водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодный год, получили отметку $\nabla_{УМО}=349,57$ м, рассчитали полезный объем водохранилища, который составил $V_{\text{полезн}} = 0,0025$ км³.

2.6 Баланс энергии

После выполнения водно-энергетических расчетов построим баланс энергии. Баланс энергии строится по графику средних мощностей энергосистемы. Для построения баланса энергии необходимо рассчитать $N_{\text{ср.сут}}$ проектируемой. Среднесуточные значения мощности, проектированной ГЭС, берутся из сработки для каждого месяца и вычисляются как среднее значение мощности ГЭС за сутки. После расчетов занесем полученные значения в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Баланс энергии в маловодном году

Месяц	Р _{ср.сист.}	Н _{ср.сущ.}	Н _{ср.проект.}
I	1589	149	8
II	1503	143	4
III	1355	130	5
IV	1183	118	41
V	1034	106	71
VI	948	99	64
VII	948	99	36
VIII	1034	106	10
IX	1182	118	28
X	1354	130	22
XI	1502	143	13
XII	1589	149	7

На рисунке 2.9 представлен баланс энергии.

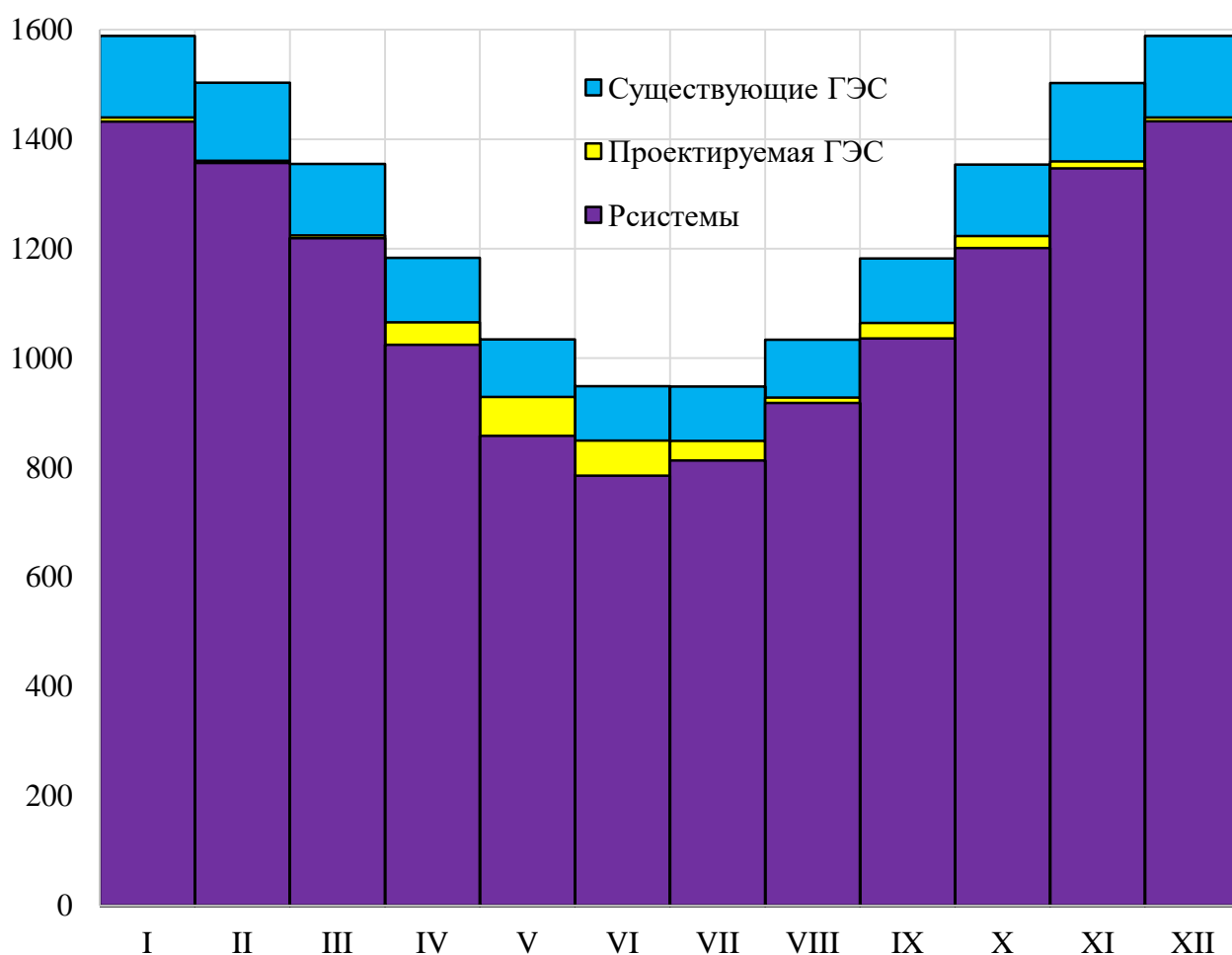


Рисунок 2.9 – Баланс энергии

2.7 Определение установленной мощности ГЭС

Рабочая мощность Победной ГЭС определяется из сработки по декабрю месяцу. То есть, это рабочая мощность в час с наибольшим потреблением мощности в энергосистеме.

Для того чтобы найти установленную мощность необходимо найти нагрузочный резерв для проектируемой ГЭС.

Считаем нагрузочный резерв по формуле (2.15):

$$N_{рез}^{нагр} = 0,03 \cdot P_{раб} = 0,03 \cdot 41 = 1,23 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

Так как в мае и июне, вынуждены сбрасывать много воды, что является не выгодным, рассмотрим наличие дублирующей мощности.

Для объявления дублирующей мощности, нужно провести расчеты и обосновать необходимость введения. Сведем все в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Расчеты на необходимость дублирующей мощности

Параметр	Значение
Стоим. ГА, млн. руб	60
Э, млн.кВт·час	43,2
Стоим.в 1год, млн. руб	86,4
Окупаемость, млн. руб	725,76
Э, млн.кВт·час, в 1 сутки	0,72

Возьмем дублирующую мощность 30 МВт. Стоимость 1 агрегата по нашим меркам составит примерно 60 миллионов рублей (30 МВт·2). Теперь определим выработку, которую нам будет выдавать этот агрегат за два месяца работы (43,2 млн. кВт·ч), следом считаем сколько выучим прибыли за один год, работая этим агрегатом и оценим, как скоро окупится наша установка с дублирующей мощностью. Для этого $43,2 \cdot 2$ (руб), и получим 86,4 миллионов в год - доход. Если агрегат окупится менее, чем за 8,4 года, то установка целесообразна, в данном случае агрегаты окупятся за год. Делаем вывод, что установка дублирующей мощности необходима и выгодна для нас.

Найдем установленную мощность по формуле (2.16):

$$N_{уст.ГЭС} = N_{раб.ГЭС} + N_{резГЭС} + N_{дубл.} = 41 + 1 + 30 = 72 \text{ МВт} \quad (2.16)$$

2.8 Определение среднегодовой выработки

Для расчета среднегодовой выработки из таблицы 2.5 берем выработку за типичные сутки каждого месяца и умножаем суточную выработку на число дней в месяце, находим выработку за месяц, потом находим среднюю за год выработку, складывая каждое значения выработки за каждый месяц в году. Результат сведём в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Определение среднегодовой выработки

Месяц	Э _{сут} , млн кВт·ч	Э _{мес} , млн кВт·ч	Э _{ср.год} , млн кВт·ч
Январь	0,183	5,673	226,358
Февраль	0,099	2,772	
Март	0,129	3,999	
Апрель	0,994	29,82	
Май	1,705	52,855	
Июнь	1,536	46,08	
Июль	0,862	26,722	
Август	0,237	7,347	
Сентябрь	0,667	20,01	
Октябрь	0,527	16,337	
Ноябрь	0,3106	9,318	
Декабрь	0,175	5,425	

2.9 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 3% P_t^{\max} , аварийный резерв составляет 10 % от P_t^{\max} . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемой ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный будет размещен на ТЭС.

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна $N_{уст.}^{ГЭС} = 72$ МВт.

Расчеты для построения баланса мощности энергосистемы приведены в приложении Б таблице Б.14.

На рисунке 2.10 представлен баланс мощности.

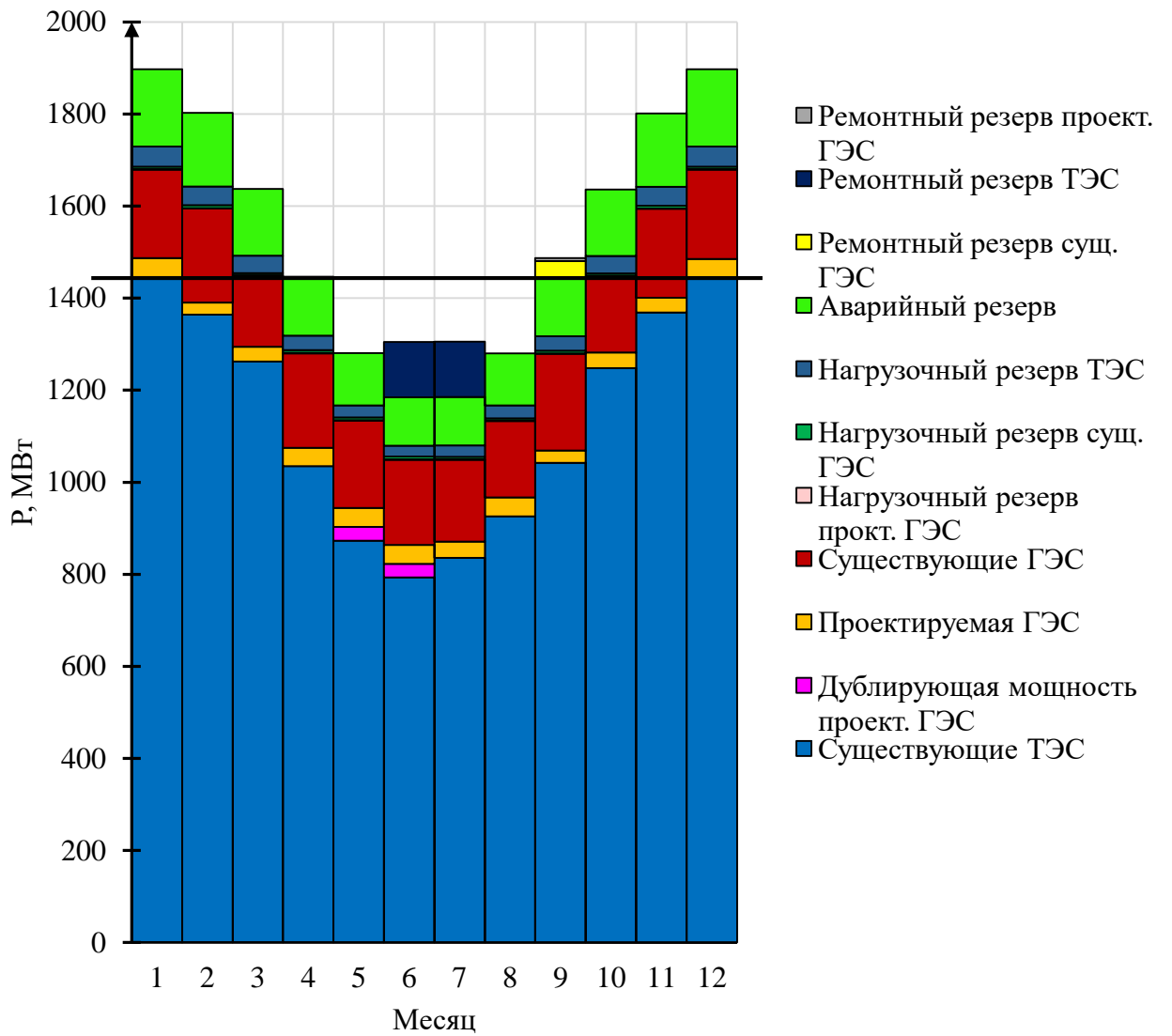


Рисунок 2.10 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле служит для определения области допустимой работы, проектируемой ГЭС. Строится режимное поле с указанием линий ограничений по мощности генератора и пропускной способности турбины. Напор на ГЭС при расходе $Q_{ГЭС}$ рассчитывается по формуле (3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h \quad (3.1)$$

где Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС} \quad (3.2)$$

где $k_N = 8,6$ – коэффициент мощности.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}} \quad (3.3)$$

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

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан.п-к} = 8 \text{ м}^3/\text{с}$

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов. Расчет режимного поля приведен в приложении В таблице В.1. Режимное поле приведено в приложении В, рисунок В.1.

По режимному полю, была определена зона работы ГЭС, ограничения по мощности и расходу. Полученные с графика зоны работы напоры: $H_{max} = 29,1 \text{ м}$; $H_{расч} = 26,26 \text{ м}$; $H_{min} = 25,89 \text{ м}$. Исходя из результатов $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{25,89}{30} = 0,86$.

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотно-лопастная ПЛЗ0а-В
- поворотно-лопастная ПЛЗ0б-В

Необходимо проверить отношение $H_{\min}/H_{\text{пред}}$. Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред}}} = \frac{25,89}{30} = 0,863$$

Допустимое отношение для ПЛЗ0а-В и ПЛЗ0б-В $\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред}}} \geq 0,5$.

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяет условию. Параметры моделей выбранных гидротурбин занесены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры гидротурбин

Параметр	ПЛЗ0а-В	ПЛЗ0б-В
$H_{\text{пред}}$, м	30	30
H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,5
n'_{opt} , об/мин	126	130
Q'_{opt} , л/с	890	1270
$\eta_{\text{м opt}}$	0,912	0,911
$Q_{\text{I max}}$, л/с	1950	1900
D'_1 , м	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}$, м	4	8
$t_{\text{мод}}$, °С	5	21

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать 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.

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1. Задаемся рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

– мощность агрегата в расчетной точке рассчитывается по формуле (3.4):

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{I p}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}} = 9,81 \cdot 1,765 \cdot 4,5^2 \cdot 26,26^{1,5} \cdot 0,93 \cdot 0,975 = 42679 \text{ кВт} \quad (3.4)$$

где $Q'_{\text{I p}}$ – приведенный расход в расчетной точке; $\eta_{\text{т}}$ – КПД натурной турбины; $\eta_{\text{г}}$ – КПД генератора.

– КПД натурной турбины считается по формуле (3.5):

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

$$= 1 - (1 - 0,886) \left(0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{4,5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{26,26}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,33}{1,51}} \right) = 0,93 \quad (3.5)$$

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 воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

– количество агрегатов рассчитаем по формуле (3.6):

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} = \frac{72000}{42679} = 1,69, \text{ принимаем } 2 \quad (3.6)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=72$ МВт); $N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

– поправка КПД, формула (3.7):

$$m = \frac{\eta_H}{\eta_M} = \frac{0,93}{0,886} = 1,05 \quad (3.7)$$

– частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения), формула (3.8):

$$n' = \frac{n'_{Ip} \sqrt{m \cdot H_p}}{D_1} = \frac{126 \sqrt{1,05 \cdot 26,26}}{4,5} = 146,8 \quad (3.8)$$

где n'_{Ip} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

– приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения рассчитываются по формулам (3.9 – 3.11):

$$n'_{I \max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(m \cdot H_{\min})^{0,5}} = \frac{150 \cdot 4,5}{(1,05 \cdot 25,89)^{0,5}} = 129,6 \quad (3.9)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(m \cdot H_p)^{0,5}} = \frac{150 \cdot 4,5}{(1,05 \cdot 26,26)^{0,5}} = 128,7 \quad (3.10)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(m \cdot H_{\max})^{0,5}} = \frac{150 \cdot 4,5}{(1,05 \cdot 29,1)^{0,5}} = 122,3 \quad (3.11)$$

– произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД, формула (3.12):

$$Q'_{I p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (m \cdot H_p)^{1,5} \cdot \eta_T} = \frac{36000}{9,81 \cdot 4,5^2 \cdot (1,05 \cdot 26,26)^{1,5} \cdot 0,975} = 1,289 \quad (3.12)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{I p}$, чтобы произведение $Q'_{I p} \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

– приведенные расходы рассчитаем по формулам (3.13-3.14):

$$Q'_{I \max} = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot m}} = \frac{8}{4,5^2 \cdot \sqrt{25,89 \cdot 1,05}} = 0,0753 \quad (3.13)$$

$$Q'_{I \min} = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot m}} = \frac{8}{4,5^2 \cdot \sqrt{29,1 \cdot 1,05}} = 0,0753 \quad (3.14)$$

Расчеты ПЛЗ0а-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛЗ0а-В

Параметр	Значения								
	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
D_1 , м	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
η_T	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N'_a , МВт	16446	18893	20840	23584	26500	29586	33683	38048	42679
Z' , шт	4,38	3,81	3,45	3,05	2,72	2,43	2,14	1,89	1,69
Z_a , шт	6	4	4	3	3	3	2	2	2
N_a , МВт	12000	18000	18000	24000	24000	24000	36000	36000	36000
m	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'_{с}$, об/мин	235,4	219,8	209,4	196,9	185,9	176,0	165,1	155,4	146,8
$n_{с}$, об/мин	250,0	230,8	214,3	200,0	187,5	187,5	166,7	157,8	150,0
n'_{\min} , об/мин	127,1	125,7	122,5	121,6	120,7	127,5	120,9	121,5	122,3
n'_{\max} , об/мин	134,8	133,2	129,9	128,9	128,0	135,2	128,1	128,8	129,6
$n'_{\text{расч}}$, об/мин	133,8	132,3	129,0	128,0	127,1	134,2	127,2	127,9	128,7

Расчеты ПЛЗ0б-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛЗ0б-В

Параметр	Значение								
	D ₁ , м	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
η _г	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
N' _а , МВт	16759	19255	21240	24040	27014	30163	34343	38796	43521
Z', шт	4,30	3,74	3,39	2,99	2,67	2,39	2,10	1,86	1,65
Z _а , шт	6	4	4	3	3	3	2	2	2
N _а , МВт	12000	18000	18000	24000	24000	24000	36000	36000	36000
Δ'	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n' _с , об/мин	241,7	225,7	215,0	202,2	190,9	180,8	169,5	159,6	150,8
n _с , об/мин	250,0	230,8	230,8	214,3	200,0	187,5	187,5	166,7	157,8
n' _{min} , об/мин	127,7	126,3	132,6	130,9	129,4	128,1	136,6	129,0	129,2
n' _{max} , об/мин	135,4	133,9	140,5	138,7	137,2	135,8	144,8	136,7	137,0
n' _{расч} , об/мин	134,5	132,9	139,5	137,8	136,2	134,8	143,8	135,8	136,0

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике выбранных для рассмотрения гидротурбин внесены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчетов необходимых точек для ГУХ

Турбина	ПЛЗ0а-В						ПЛЗ0б-В					
	D ₁ , м	3,15	3,35	3,55	4	4,25	4,5	2,8	3	3,55	3,75	4,25
Z _а , шт	4	3	3	2	2	2	6	4	3	3	2	2
Q·η _р	1,32	1,56	1,39	1,63	1,45	1,29	1,13	1,48	1,41	1,26	1,47	1,31
Q·η _{max}	1,13	1,34	1,19	1,40	1,24	1,11	1,16	1,51	1,44	1,29	1,50	1,34

Чтобы выбрать две наиболее подходящие турбины, нужно рассмотреть их следующие параметры:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Приемлемое количество агрегатов.

Строим зону работы турбины. Правая граница поля состоит из двух линий – верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата (линия ограничения по пропускной способности турбины), а нижняя строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по той же формуле, но для максимального напора (линия ограничения по генератору). Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу (санитарный попуск), представляет собой соединённые точки Q'_I при H_{\min} и H_{\max} .

Анализируя 12 зон работ турбин ПЛЗ0а-В и ПЛЗ0б-В, приведенных в приложении В, рисунки В.2 – В.7, выбираем 2 наиболее подходящие для определения отметки установки рабочего колеса. Это ПЛЗ0а-В-450 и ПЛЗ0б-В-

Были выбраны именно эти турбины так как:

- Большой КПД в рабочей точке и точке оптимума;
- Количество агрегатов минимально;
- Точка оптимума попадает в зону работы;
- Точка оптимума находится не вблизи линии максимального напора.

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определим по формуле (3.15):

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s \quad (3.15)$$

где $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – 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. Наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- работа минимального числа гидроагрегатов при максимальном напоре H_{\max} и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при расчетном напоре H_p и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при минимальном напоре H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле (3.16):

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{х.пл}} \quad (3.16)$$

где B – барометрическое давление (10,33 м вод.ст);

ΔH_s – дополнительное заглубление РК;

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 турбины ПЛ $\Delta Z_{х.пл.} = 0$ м

Для ПЛ30а-В-450

При H_{max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{321,861}{900} - 0,4 \cdot 29,1 - 1,5 = -3,5 \text{ м}$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{321,966}{900} - 0,5 \cdot 26,26 - 1,5 = -4,99 \text{ м}$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{322,123}{900} - 0,5 \cdot 25,89 - 1,5 = -4,8 \text{ м}$$

Для ПЛ30б-В-300

При H_{max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{321,203}{900} - 0,42 \cdot 29,1 - 1,5 = -4,08 \text{ м}$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{321,298}{900} - 0,58 \cdot 26,26 - 1,5 = -7,09 \text{ м}$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{321,438}{900} - 0,57 \cdot 25,89 - 1,5 = -6,61 \text{ м}$$

Расчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили по кривой связи нижнего бьефа, которая приведена в приложении А на рисунке А.1.

Расчитывали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания (3.17-3.19). Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

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

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}) \quad (3.18)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}) \quad (3.19)$$

Для турбины ПЛ30а-В-450:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 322,12 + (-4,8) = 317,32 \text{ м}$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 321,966 + (-4,99) = 316,978 \text{ м}$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 321,861 + (-3,5) = 318,363 \text{ м}$$

Для турбины ПЛ30б-В-300:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 321,438 + (-6,61) = 314,824 \text{ м}$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 321,298 + (-7,09) = 314,21 \text{ м}$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 321,203 + (-4,08) = 317,124 \text{ м}$$

При сравнении двух турбин ПЛ30а-В-450 и ПЛ30б-В-300 была выбрана турбина ПЛ30а-В-450 с диаметром 4,5 метра, так как:

- отметка установки рабочего колеса выше, соответственно меньше затрат на раскопку;
- число агрегатов меньше;
- на данную синхронную частоту вращения есть гидрогенератор, нежели у турбины ПЛ30б-В-300.

Исходя из выше приведенных умозаключений, была выбрана турбина ПЛ30а-В-450, отметка установки рабочего колеса равна $Z_{PK} = 316,978$ м. проточная часть модели гидротурбины ПЛ30а-В приведена в приложении В на рисунке В.8.

3.4 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Угол обхвата для спиральной камеры $\varphi_{сп} = 210^\circ$.

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ рассчитывается по формуле (3.20):

$$r_{вх} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 4,5 = 8,05 \text{ м} \quad (3.20)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 7 \text{ м},$$

Радиус расположения входных кромок статора найдем по формуле (3.21):

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{7}{2} = 3,5 \text{ м} \quad (3.21)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 6,1 \text{ м},$$

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{6,1}{2} = 3,05 \text{ м}$$

Высота статора считается по формуле (3.22):

$$b_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,8 + 0,0033 \cdot 4,5 = 1,81 \text{ м} \quad (3.22)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата, м.

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,4 \cdot 4,5 = 1,8 \text{ м}$$

Полный расход через турбину найдем по формуле (3.23):

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{36\,000}{9,81 \cdot 26,26 \cdot 0,93} = 150 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.23)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры, формула (3.24):

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{150 \cdot 210}{360} = 88 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.24)$$

где $\varphi = 210^\circ$ - угол обхвата для спиральной камеры.

Площадь входного поперечного сечения рассчитываем по формуле (3.25):

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{u_{\text{вх}}} = \frac{88}{4,3} = 20 \text{ м}^2. \quad (3.25)$$

где $u_{\text{вх}}$ – скорость во входном сечении, м/с.

Высота входного сечения определяется из уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ, \quad (3.26)$$

Откуда найдены $b_{\text{вх}1} = 5,475 \text{ м}$ и $b_{\text{вх}2} = 29,04 \text{ м}$.

Принимаем $b_{\text{вх}} = 5,475 \text{ м}$,

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 8,05 - 3,50 = 4,55 \text{ м} \quad (3.27)$$

Все расчеты сведем в таблицу В.2, которая приведена в приложении В.

По расчётным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$, представленный на рисунке 3.1. Все расчеты по спиральной камере сведены в таблицу 3.5.



Рисунок 3.1 – Построение зависимости $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Таблица 3.5 – Данные для построения спиральной камеры

r	ϕ	r	ϕ
8,0505	210	5,700	90
7,790	195	5,350	75
7,530	180	4,960	60
7,220	165	4,57	45
6,940	150	4,12	30
6,640	135	3,63	15
6,320	120	3,05	0
6,000	105		

Определение ширины подвода из ГУХ, формула (3.28):

$$B' = 2,65 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 4,5 = 11,925 \text{ м} \quad (3.28)$$

Ширина подвода $B' > 7 \text{ м}$, необходимо установить промежуточный бычок.

Толщина промежуточного бычка, формула (3.29):

$$b \geq 1 + \frac{Q_{\max}}{400} = 1 + \frac{150,3}{400} = 1,38 \text{ м} \quad (3.29)$$

Чертеж спиральной камеры круглого сечения по рассчитанным выше параметрам представлен на рисунке 3.2.

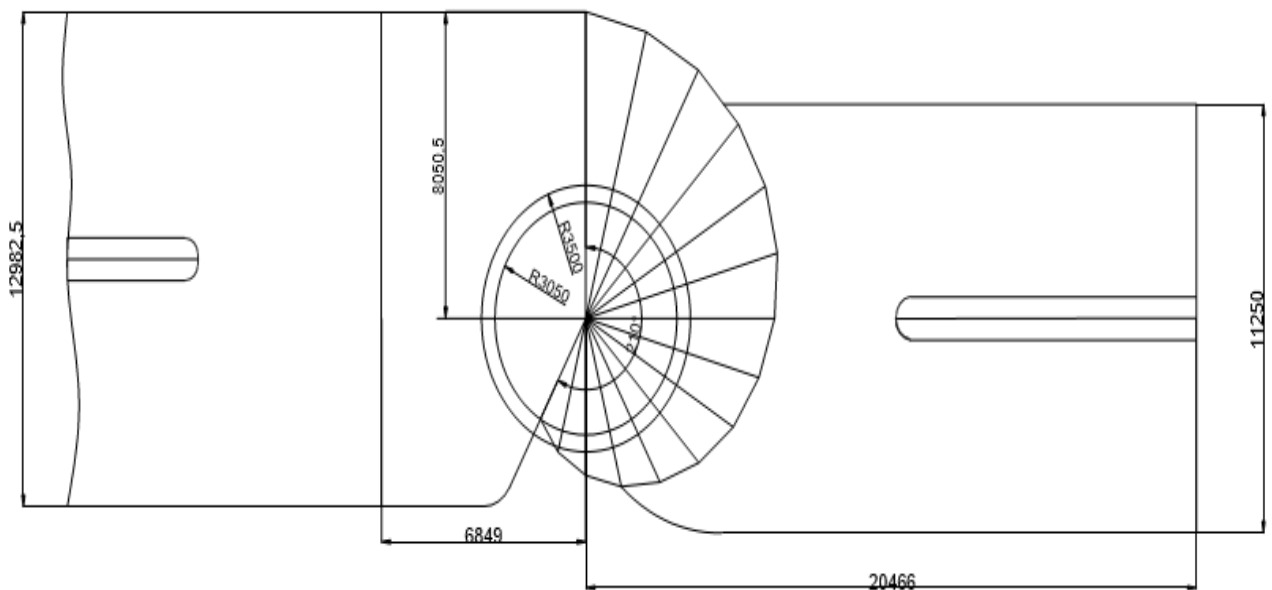


Рисунок 3.2 – Спиральная камера

3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчет вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность произвели с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий. Рассчитываем диаметр вала по формуле (3.30):

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} \quad (3.30)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 \div 35 \text{ МПа}$, $M_{кр}$ – крутящий момент, кН·м, рассчитываемый по формуле (3.31).

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 36000}{150} = 2,34 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.31)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{2,34}{30} \right)^{0,33} = 0,737 \text{ м}$$

Полученное значение диаметра округлили до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм). $D_B = 0,75$ м.

3.5.2 Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе, формула (3.32):

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 36000}{150 \cdot 4,5} = 42,67 \text{ кН} \quad (3.32)$$

где $n_{синх}$ – синхронная частота вращения, об/мин.

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B , поэтому $d_{п} = 765$ мм.

Для сегментного подшипника предварительно выбирается число и высота сегментов по таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Число и высота сегментов для различных D_B

Параметр	Значения			
D_B , мм	500 – 800	850 – 1100	1200 – 1600	1700 – 2200
$h_{п}$, мм	300	400	500	600
$Z_{сегм}$	8	8	10	12

$$h_{п} = 300 \text{ мм}; Z_{сегм} = 8 \text{ шт}$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент по формуле (3.33):

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha)} = \frac{42,67}{1+2\cos(45^\circ)+2\cos(2 \cdot 45^\circ)} = 17,67 \text{ кН} \quad (3.33)$$

где $\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$ – центральный угол расположения сегментов.

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент по формуле (3.34):

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} = \frac{42,67}{0,255 \cdot 0,3} = 230,7 \leq [p_{уд}], \text{ кПа} \quad (3.34)$$

где $l_{\text{сегм}}$ – длина сегмента в окружном направлении, рассчитываемая по формуле (3.35);

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,765}{8} = 0,255 \text{ м} \quad (3.35)$$

$$[p_{\text{уд}}] = \frac{50 \cdot \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{50 \cdot 3,14 \cdot 150 \cdot 0,765}{30} = 600,83 \text{ кПа} \quad (3.36)$$

Условие выполнено, следовательно, подшипник выбран верно.

3.6 Выбор типа серийного генератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным. Основные критерии, по которым производится выбор генератора, это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины или находится в пределах $\pm 10\%$. Основные характеристики генератора представлены в таблице 3.7.

$$n_{\text{син}} = 150 \frac{\text{об}}{\text{мин}};$$

$$N_{\text{а}} = 36 \text{ МВт.}$$

На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения был выбран СВ-695/155-40 генератор, где:

СВ – синхронный, вертикальный;

695 – наружный диаметр сердечника статора, см;

155 – длина сердечника статора, см;

40 – количество полюсов

Таблица 3.7 – Основные характеристики генератора СВ-695/155-40.

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$\cos\varphi$	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ}}$, кА	$n_{\text{НОМ}}$, об/мин	x''_{d}	x'_{d}	x_{d}
44	35	0,8	10,5	2,42	150	0,21	0,28	1

Расхождение по мощности агрегата и генератора составит примерно 3 %, допускается.

Тип гидрогенератора – зонтичный, так как синхронная частота вращения меньше 200 об/мин, а также диаметр РК входит в допускаемые пределы (1800-5000). Так как мощность гидрогенератора 35 МВт, то корректируем установленную мощность станции, теперь она равна 70 МВт.

3.7 Выбор вспомогательного оборудования

3.7.1 Выбор типа маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ). Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА). МНУ состоит из маслотовоздушного котла и сливного бака. МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов.

По номограмме определили тип маслонапорной установки для напора 29,1 м и $D1 = 4,5$ м: МНУ 6,3/1-40-8-2, где:

6,3 – объем гидроаккумулятора;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;

– вместительность сливного бака в м³;

2 – количество насосов.

3.7.2 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина поворотной-лопастной, то выбирается ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2И1-100-4, где:

2 и 1 – управляющая колонка 2 и 1;

100 – диаметр главного золотника в мм;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения;

И – изодромная обратная связь.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является важнейшим этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависит надёжность работы электроустановок, экономичность, гибкость оперативных переключений, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность расширения в дальнейшем.

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является «Литовко» с высшим напряжением 220кВ.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный и укрупненный блоки, представленные на рисунке 4.1.

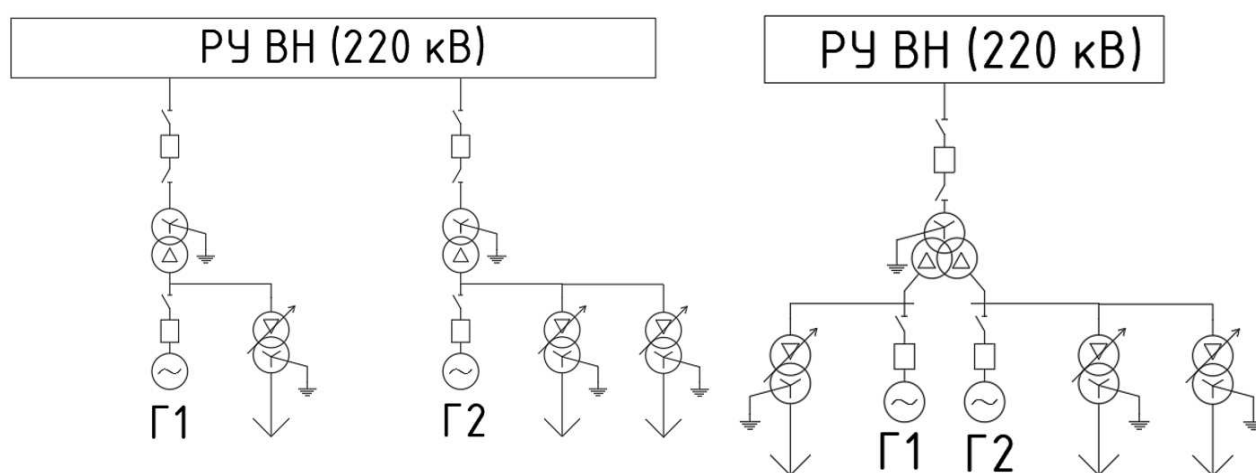


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронного генератора

По исходным данным выбран синхронный генератор СВ-695/155-40 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-695/155-40

Номинальная мощность		$U_{ном}, \text{кВ}$	$\cos \varphi$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{ном}, \text{МВА}$	$P_{ном}, \text{МВт}$				x''_d	x'_d	x_d
44	35	10,5	0,8	97,2	0,21	0,28	1

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд, которая составляет порядка 0,5% от установленной мощности считается по формуле (4.1).

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{35 - 35 \cdot 0,005}{0,8} = 43,53 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;

$P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности генератора, о.е.

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-80000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-80000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
80	242	10,5	11	315	60	0,3

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ , которое считается по формуле (4.2):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года, формула (4.3):

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где μ – частота ремонтов, 1 раз в год;

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

ω – параметр потока отказов блока, в нашем случае: $\omega = 0,025$ ед/год;

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX} = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где n_T – число трансформаторов в блоке, $n_T = 1$;

ΔP_{XX} – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течении года, ч.

$$\Delta W_{XX} = 1 \cdot 60 \cdot 8729 = 523,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_{K3}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где ΔP_{K3} – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

n_T – число параллельно работающих трансформаторов;

$S_{\text{расч}}$ – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;

$S_{T \text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

τ – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{315}{1} \cdot \left(\frac{43,53}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 224,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии считаем по формуле (4.6):

$$I_{\text{п}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где ΔW_{XX} – потери холостого хода, МВт · ч;

ΔW_H – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

β_1, β_2 – стоимость потерь электрической энергии XX и нагрузочных потерь соответственно:

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$I_{\text{п одиноч}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 523,74 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 224,3 = 5,16 \text{ тыс руб/год}$$

Издержки для всей станции (2 одиночных блока) посчитаем по формуле (4.7):

$$I_{\Pi} = 2 \cdot I_{\Pi \text{ одиноч}} = 2 \cdot 5,16 = 10,32 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.7)$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора, формула (4.8).

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{35 - 35 \cdot 0,005}{0,8} = 87,06 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

где $P_{\text{ном}}$ и $P_{\text{с.н.}}$ – номинальная мощность и мощность собственных нужд соответственно.

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода ОАО «Электрозавод» типа ТРДЦН-100000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТРДЦН 100000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
100	230	10,5	12,5	340	102	0,65

Далее производятся расчеты, аналогичные выбору трансформатора для схемы с одиночным блоком:

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

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

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч}$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 102 \cdot 8727 = 890,15 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{340}{1} \cdot \left(\frac{87,06}{100}\right)^2 \cdot 2405 = 619,77 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок:

$$I_{\text{П укрупн}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 890,15 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 619,77 = 10,92 \text{ тыс. руб/год}$$

Издержки для всей станции (1 одиночный и 1 укрупнённый), формула (4.9):

$$I_{\text{П}} = I_{\text{П одиноч.}} + I_{\text{П укрупн.}} = 5,16 + 10,92 = 16,08 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.9)$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки одиночных блоков. Также, следует отметить, что данная схема является более надежной относительно схемы с укрупненным блоком.

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Доля мощности, приходящейся на собственные нужды станции, составляет 0,5% от всей мощности, формула (4.10):

$$S_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot \frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} \quad (4.10)$$

где $\cos \varphi_{\text{Г}}$ – коэффициент мощности генератора.

Таким образом:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot \frac{70}{0,8} = 437,5 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

По каталогу завода ООО «Урал Трансформатор» выбирается трансформатор ТСЗ-1600/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1600/10

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{КЗ}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
1600	10,5	6	5,9

По каталогу завода ООО «Урал Трансформатор» выбирается трансформатор ТСЗ-630/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-630/10

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{КЗ}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
630	6	0,4	6

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему, считаем по формуле (4.10):

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{70 - 0,005 \cdot 70}{0,87} = 80,06 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.10)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности системы.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт.}$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (220кВ):

$$K = 1,2.$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,87;$$

Число отходящих линий 220 кВ рассчитывается по формуле (4.11):

$$n = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{K \cdot \frac{P_{\text{нат.}}}{\cos \varphi_c}} + 1 \quad (4.11)$$

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{70 - 0,005 \cdot 70}{1,2 \cdot \frac{135}{0,87}} + 1 = 1,72 \approx 2$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ, формула (4.12):

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{80,06}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,105 \text{ кА} \quad (4.12)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ, формула (4.13):

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_{\tau} \quad (4.13)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки, $\alpha_1 = 1,05$; α_{τ} – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации, $\alpha_{\tau} = 1$.

$$I_{\text{расч}} = 0,105 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,11 \text{ кА}$$

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Для линии напряжением 220кВ $j = 0,9 \text{ А/мм}^2$. Тогда сечение провода, формула (4.14):

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{110}{0,9} = 122,22 \text{ мм}^2 \quad (4.14)$$

где j – экономическая плотность тока, А/мм^2

Произведена проверка провода по нагреву. Сравнивая длительно допустимый ток $I_{\text{дд}} = 610 \text{ А}$, с послеаварийным, который считается по формуле (4.15):

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{80,06}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,21 \text{ кА} \quad (4.15)$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}}$$

$$610 \text{ А} > 210 \text{ А}$$

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС-240/32. Параметры провода АС-240/32 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС-240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,6 \cdot 10^{-6}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения.

Капиталовложения оцениваются по формуле (4.16):

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{ТСН}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} \quad (4.16)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (202 млн. руб – по схеме с одиночным блоком; 234,7 млн. руб – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{\text{ТСН}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (7,4 млн. руб);

$K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость КРУЭ (189 млн. руб);

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 2 \cdot 202 + 3 \cdot 7,4 + 4 \cdot 189 = 1,18 \text{ млрд. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$K_2 = 1 \cdot 234,7 + 3 \cdot 7,4 + 3 \cdot 189 = 823 \text{ млн. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат, рассчитываемые по формуле (4.17):

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i \quad (4.17)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1,18 + 5,16 \cdot 10^{-6} \approx 0,17 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 0,823 + 10,92 \cdot 10^{-6} \approx 0,12 \text{ млрд. руб.}$$

Разница между вариантами, формула (4.18):

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.18)$$

$$P = \frac{0,17 - 0,12}{0,17} \cdot 100\% \approx 29\%.$$

По расчетам получается, что укрупненный блок выгоднее по затратам на 29%, но этот вариант нельзя применить, так как в случае аварийной ситуации на трансформаторе, станция не сможет питать потребителей. Следовательно, для эксплуатации будет применена схема с одиночными блоками.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений КРУЭ–220 кВ равно 4 (2 ЛЭП 220 кВ и 2 блока). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант Схемы «Четырехугольник». Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.2.

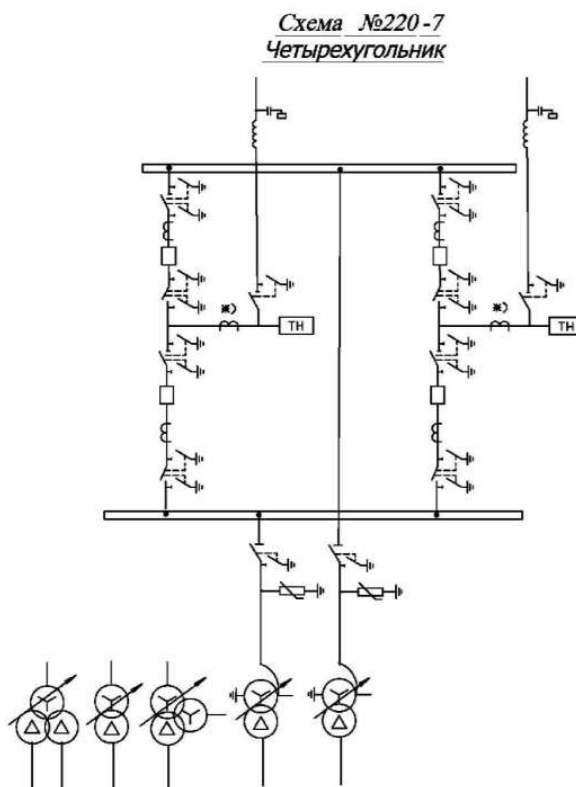


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ

4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

4.6.1 Расчет исходных данных

Для расчётной схемы вычислены параметры элементов. Параметры системы, формулы (4.19-4.21):

$$X_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{230^2}{150} = 352,7 \text{ Ом} \quad (4.19)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, кВ, $S_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания.

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_{a,c}} = \frac{352,7}{314 \cdot 0,035} = 32,1 \text{ Ом} \quad (4.20)$$

где ω – угловая частота.

$$E_C = E_C^* \cdot U_{63} = 1 \cdot 231 = 231 \text{ кВ} \quad (4.21)$$

где E_C^* – сверхпереходная ЭДС.

Параметры генераторов, формулы (4.22-4.24):

$$E_G = E_G'' \cdot U_{\text{НОМ.Г}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ} \quad (4.22)$$

где $U_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальное напряжение генератора, кВ.

$$X_G = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{10,5^2}{44} = 0,53 \text{ Ом} \quad (4.23)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление, $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность.

$$R_G = \frac{X_G}{\omega \cdot T_{a,G}} = \frac{0,53}{314 \cdot 0,045} = 0,04 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

Параметры блочных трансформаторов, формулы (4.25-4.27):

$$X_T = \frac{U_{k,\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

где $U_{k,\%}$ – напряжение короткого замыкания в %.

$$R_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,315 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,88 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания.

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043 \text{ о. е.} \quad (4.27)$$

Параметры линии, формулы (4.28-4.29):

$$X_L = X_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,435 \cdot 100 = 43,5 \text{ Ом} \quad (4.28)$$

где $X_{0,\text{уд}}$ – удельное реактивное сопротивление линии, L – длина линии, км.

$$R_L = R_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,121 \cdot 100 = 12,1 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

где $R_{0,\text{уд}}$ – удельное активное сопротивление линии.

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

В ПВК RastrWin создан файл динамики, занесены исходные данные для расчетной схемы и рассчитаны необходимые значения величин, представленные на рисунках 4.3-4.8. Результаты расчетов сведем в таблицу 4.7.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		11	
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		11	
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Б1		11	
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Б2		11	
5	<input type="checkbox"/>			у	5	КРУЭ 220		230	
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Система		230	

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	3		Г1 - Б1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	4		Г2 - Б2							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5		Б1 - КРУЭ 220	2,88	80,53					0,043
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		Б2 - КРУЭ 220	2,88	80,53					0,043
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		КРУЭ 220 - Система	32,10	352,70					
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		КРУЭ 220 - Система	32,10	352,70					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

Узлы/Несим/ИД												Ветви/Несим/ИД												Генератор/Несим												Состав/Несим												Графика											
	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E																																																
1		1	Г1	1	0,040	0,530	0,040	0,530	0,040	0,530	11,870																																																
2		2	Г2	2	0,040	0,530	0,040	0,530	0,040	0,530	11,870																																																
3		3	Сеть	6	32,100	352,700	32,100	352,700	32,100	352,700	230,000																																																

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1	1	1	3ф		1					12,9415

Рисунок 4.6 – Результаты расчета 3ф КЗ на выходе генератора

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1	1	1	3ф		5					4,1793

Рисунок 4.7 – Результаты расчета 3ф КЗ на КРУЭ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1		1	1	1ф	5					2,0829

Рисунок 4.8 – Результаты расчета 1ф КЗ на КРУЭ

Таблица 4.7– Результаты расчёта в точках КЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	I_n , кА	$i_{уд}$, кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	12,941	35,5
	КРУЭ – 220 кВ	4,179	10,52
Однофазное КЗ	КРУЭ – 220 кВ	6,249	15,73

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле (4.30):

$$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I_n, \quad (4.30)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент генератора/РУ, соответственно $k_{уд} = 1,94$ для данной мощности и $k_{уд} = 1,78$ для класса напряжения 220кВ.

4.6.3 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, считаемый по формуле (4.31):

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 2,41 = 2,53 \text{ кА} \quad (4.31)$$

где $I_{Г,ном}$ – номинальный ток генератора.

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов считаем по формуле (4.32):

$$I_{раб\ (РУВН)} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{44}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,105 \text{ кА} \quad (4.32)$$

где $U_{Т,ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, $S_{Г,ном}$ – номинальная мощность.

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ, формула (4.33):

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{44 \cdot 2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,115 \text{ кА} \quad (4.33)$$

где $n_{\text{л}}$ – количество отходящих линий, S_{Σ} – суммарная мощность станции.

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи, формула (4.34):

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{44 \cdot 2}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,231 \text{ кА} \quad (4.34)$$

4.6.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

При выборе выключателей необходимо соблюдать следующие условия:

– По напряжению установки, формула (4.35):

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (4.35)$$

– По длительному току, формула (4.36):

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб мах}} \quad (4.36)$$

– По симметричному току отключения, формула (4.37):

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{нт}} \quad (4.37)$$

– По отключению апериодической составляющей тока КЗ, формула (4.38):

$$i_{\text{а,ном}} \geq i_{\text{ат}} \quad (4.38)$$

– По отключению полного тока КЗ (если не выполняется предыдущее условие), формула (4.39):

$$\sqrt{2}I_{\text{откл.ном}}(1 + \beta_{\text{ном}}) \geq \sqrt{2}I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}} \quad (4.39)$$

– На электродинамическую стойкость, формула (4.40):

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}} \quad (4.40)$$

– На термическую стойкость, формула (4.41):

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} (I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к,расч}}) \quad (4.41)$$

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

– По напряжению установки, формула (4.42):

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (4.42)$$

– По длительному току, формула (4.43):

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}} \quad (4.43)$$

– На электродинамическую стойкость, формула (4.44):

$$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (4.44)$$

– На термическую стойкость, формула (4.45):

$$V_{\text{к,ном}} \geq V_{\text{к,расч}} (I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq V_{\text{к,расч}}) \quad (4.45)$$

Расчетные данные для удобства сведем в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица расчетных данных

Значение параметра	Значение параметра
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$I_{\text{н0}} = 12,941 \text{ кА}$
$I_{\text{г,раб}} = 2410 \text{ А}$	$V_{\text{к,расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 12,941^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 13,40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{γ}} = 35,5 \text{ кА}$	

Из каталога производителя «АВВ Энерго» для генераторного напряжения был выбран вакуумный выключатель VD4G-50 и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Каталожные данные	
Выключатель VD4G-50	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$i_{\text{эл.дин}} = 137 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 125 \text{ кА}$
$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$
$V_{\text{к,ном}} = I_{\text{ном.откл}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к,ном}} = I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя VD4G-50, осуществляется по приведенным ниже формулам (4.46 – 4.48):

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,941 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,045}} = 14,65 \text{ кА} \quad (4.46)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \beta_{ном} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,4 = 28,28 \text{ кА} \quad (4.47)$$

$$i_{а.ном} \geq i_{ат} \quad (4.48)$$

$$28,28 \geq 14,65$$

Условие выполнено.

Далее выберем синхронизатор. Синхронизация генераторов — последовательность мер по достижению равенства значений энергетических потенциалов дизельных электрогенераторов между собой и системой электроснабжения для их безопасного включения в работу.

SYNCHROTECT® 5 – пятое поколение автоматических синхронизаторов, производимых компанией ABB Switzerland Ltd. Устройства SYNCHROTECT используются для автоматической синхронизации генераторов с сетью, а также для параллельного включения систем переменного тока и могут применяться как в виде одноканальной, так и двухканальной систем.

Благодаря гибкой конструкции SYNCHROTECT 5 может поставляться в различных конфигурациях для обеспечения требуемой надежности и безопасности.

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Оборудование	Связь	Марка	Мощность	Производитель
Автоматический синхронизатор	RS-232	SYNCHROTECT® 5	25 Вт	ABB Switzerland Ltd
Анализатор качества электроэнергии, счетчик	RS-485	Royal A4	3 Вт	CIRCUTOR
Релейная защита и автоматика	RS-485		40 Вт	НПП «ЭКРА»
Суммарная мощность			68 Вт	

4.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Делаем выбор трансформатора тока. Ориентируемся на наши расчетные данные $U_{\Gamma} = 10,5$ кВ и $I_{\Gamma, \text{раб max}} = 2530$ А.

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–2. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-2 представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10-2

Параметры	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 4000$ А

ТШЛ–10–2 нам подходит, останавливаемся на выборе этого трансформатора тока. Номинальное напряжение 10 кВ, а максимальное 12 кВ. Классы точности для измерений 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5.

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛП-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Номинальное напряжение 10 кВ, а максимальное 12 кВ. Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛП-10 представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12– Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ

К трансформатору напряжения подключается счетчик электрической энергии, анализатор качества, синхронизатор они создают нагрузку для вторичной цепи коммутации.

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливают со стороны низшего напряжения ОПН-П1-10УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.8 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ серии ELK-14 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

Технические характеристики указаны в таблице 4.13.

Таблица 4.13– Технические характеристики ячейки КРУЭ

Каталожные данные	
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 253$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	460
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	
Ток электродинамической стойкости, кА	$I_d = 135$
Ток термической стойкости, кА	$I_T = 50$
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	530
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	1050
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,25s
Для измерений	0,5s
Для защиты	10p
Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,2s
Для измерений	0,5s
Для защиты	3p
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000

Все КРУЭ АВВ соответствуют или превосходят последние международные стандарты (IEC/ANSI) и прошли типовые испытания в независимых лабораториях. Устройства ELK-14 полностью собираются и испытываются на предприятии с применением стандартизованных, автоматизированных и надежных процессов. После проведения стандартных испытаний, транспортные единицы упаковываются в соответствии с требованиями перевозчика, длительностью транспортировки, маршрута и условий хранения на площадке. Компактные размеры оборудования позволяют поставлять полностью собранные ячейки в стандартных контейнерах, которые также могут быть использованы для временного хранения на площадке. Предварительно испытанные, смонтированные и заполненные элегазом ячейки значительно сокращают объем монтажных работ. Ячейки соединяются с помощью стандартных инструментов, а операции с газом сведены к минимуму.

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

Номинальный первичный ток генератора считаем по формуле (5.1):

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = I_{\text{Г}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{44 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2419,4 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

Ток через трансформатор ТЕ:

$$I_{\text{нте}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1342}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 73,79 \text{ А}$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора ТЕ; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение трансформатора ТЕ.

Номинальный ток генератора, протекающий по вторичным обмоткам трансформатора тока со стороны нейтральных выводов генератора, формула (5.2):

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = I_{\text{Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}}} = \frac{2149,4 \cdot 1,0}{4000/5} = 3,024 \text{ А} \quad (5.2)$$

Номинальный ток генератора, протекающий по главным выводам, формула (5.3):

$$I_{\text{Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}}} = \frac{2149,4 \cdot 1,0}{4000/5} = 3,024 \text{ А} \quad (5.3)$$

где $k_{\text{сх}}$ – это коэффициент схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока = 1,0 для схемы соединения обмоток ТТ в звезду; $k_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Рассчитаем базовый ток, который относится к первичным цепям:

$$I_{\text{баз}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{те}}} = \frac{0,816 \cdot 1195}{\frac{400}{5} \cdot 10,5/0,6} = 0,697 \text{ А} \quad (5.4)$$

где $k_{\text{сх}}$ – это коэффициент схемы равный 0,816; $I_{\text{НОМ.Р}}$ – номинальный ток ротора; $k_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока; $k_{\text{те}}$ – коэффициент трансформации трансформатора ТЕ.

Длительно допустимый режим работы ротора рассчитывается по формуле (5.5):

$$1,1 \cdot I_{\text{ном,рот}} = 1,1 \cdot 1195 = 1314,5 \text{ А} \quad (5.5)$$

Исходя из этого, выбираем систему возбуждения из каталога. Параметры системы возбуждения сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры системы возбуждения

Система	Ток (длит./форсир.),А	Напряжение (длит./форсир.),В
СТС-264-1850-2,5 УХЛ4	1850/3360	264/600

Выбираем трансформатор возбуждения, удовлетворяющий параметрам системы возбуждения. Параметры ТСЗП-1600/10-ГТ-УЗ:

- Мощность сетевой обмотки 1342 кВА
- Ток преобразователя 2000 А
- Напряжение преобразователя 600 В
- Напряжение КЗ 7,5%

Номинальный первичный ток выпрямительного трансформатора ТЕ со стороны обмотки высшего напряжения считаем по формуле (5.6):

$$I_{\text{ВН ТЕ ном}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1342}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 73,79 \text{ А}, \quad (5.6)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора ТЕ; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение трансформатора ТЕ.

Выполним расчет номинального тока выпрямительного трансформатора ТЕ, протекающего по вторичным обмоткам, формула (5.7):

$$I_{\text{ВНТЕр}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВНТЕ ном}}^{(1)} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}}} = \frac{73,79 \cdot 1,0}{400/5} = 0,92 \text{ А} \quad (5.7)$$

Выполним расчет тока трехфазного короткого замыкания в точке К1 по формуле (5.8). Это делается для того, чтобы выбрать правильно защиты, в данной точке значение тока самое большое.

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E_*}{x_{d''}} \cdot I_{\text{ном,Г}} = \frac{1}{0,21} \cdot 2420 = 11523,8 \text{ А} \quad (5.8)$$

где E_* – сверхпереходная ЭДС; $x_{d''}$ – сверхпереходное индуктивное сопротивление; $I_{\text{ном,Г}}$ – ток статора.

Ток двухфазного короткого замыкания считается по формуле (5.9):

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)} = 9979,9 \text{ А} \quad (5.9)$$

Посчитаем ток трехфазного короткого замыкания в точке К2, формула (5.10):

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{ВН\text{ТЭ}}^{(1)} \cdot I_{НОМ}}{U_{кз}} = \frac{73,79}{0,075} = 983,88 \text{ А} \quad (5.10)$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)} = 852,06 \text{ А} \quad (5.11)$$

Далее рассчитываем максимальную токовую защиту (МТЗ) выпрямительного трансформатора:

1) Рассчитаем ток срабатывания по формуле (5.12):

$$I_{ср.з2} = \frac{k_H \cdot k_\phi \cdot k_{схемы} \cdot I_{НОМ.РОТ}}{k_{ВОЗВР} \cdot k_{ТТ} \cdot k_{ТЕ}} = \frac{1,2 \cdot 2 \cdot 0,816 \cdot 1195}{0,8 \cdot 400/5 \cdot 10,5} = 3,48 \text{ А} \quad (5.12)$$

где $k_H = 1,2$; $k_\phi = 2$; $k_{ВОЗВР} = 0,8$; $k_{ТТ} = 400/5$; $k_{ТЕ} = 10,5$; $k_{схемы} = 0,816$.

2) Найдем коэффициент чувствительности по формуле (5.14):

$$I_{ср.з1} = I_{ср.з2} \cdot k_{ТТ} = 3,48 \cdot \frac{400}{5} = 278,4 \text{ А} \quad (5.13)$$

$$k_\chi = \frac{I_{к, \min}}{I_{ср.з1}} = \frac{I_{кз, \text{т.к2}}^{(2)}}{I_{ср.з1}} = \frac{852,06}{278,4} = 3,06 > 1,5 \quad (5.14)$$

Защита действует на отключение генераторного выключателя, гашение поля генератора и отключение АГП.

Рассчитаем токовую отсечку (ТО) выпрямительного трансформатора по формуле (5.15):

$$I_{ср.ТО} = k_H \cdot I_{кзв \text{ точке к2}}^{(3)} = 1,4 \cdot 983,88 = 1377,43 \text{ А} \quad (5.15)$$

$$k_{\chi\text{ТО}} = \frac{I_{к, \min}}{I_{ср.ТО}} = \frac{I_{кз, \text{т.к1}}^{(2)}}{I_{ср.ТО}} = \frac{9979,9}{1377,43} = 7,2 > 2 \quad (5.16)$$

Защита действует на отключение генераторного выключателя, гашение поля генератора и отключение АГП.

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-695/155-40:

- 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 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 длительной форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Максимальная токовая защита
- Защита обмотки возбуждения возбuditеля и тиристорного преобразователя от токов нагрузки;
- Блокировка системы возбуждения.

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 80000/220-У1:

- Защита от многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- Защита от витковых замыканий в обмотках;
- Защита от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- Защита от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- Защита от понижения уровня масла;
- Защита от частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;
- Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла.

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 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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: $I_{НОМ} = 2420$ А.

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

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. По первому условию величина $I_{CP.0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима. Ток небаланса считаем по формуле (5.17).

$$I_{НБ(Н)} = k_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 121 \text{ А}, \quad (5.17)$$

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

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

$$1. \quad I_{CP.0} \geq k_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 242 \text{ А}, \quad (5.18)$$

где $k_H = 2$ - коэффициент надежности.

2. По второму условию уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты определяется с учетом отстройки дифференциальной защиты генератора от тока трёхфазного короткого замыкания за выпрямительным трансформатором ТЕ:

$I_{CP.0} \geq I_{кз2}^{(3)}$, так как ток трёхфазного КЗ за выпрямительным трансформатором ТЕ, приведенный к стороне ВН ТЕ равен $I_{кз2}^{(3)} = 983,88$ А, значение этого тока больше значения тока, рассчитанного по условию 1, то с учетом коэффициента надежности $k_H = 1,1$ (связанного с допустимой погрешностью трансформаторов тока) принимаем уставку начального тока срабатывания дифференциальной защиты по формуле (5.19):

$$I_{CP.0} = 1,1 \cdot \frac{I_{кз2}^{(3)}}{\eta_{ТТ}} = 1,1 \cdot \frac{983,88}{4000/5} = 1,353 \text{ А} \quad (5.19)$$

$$\frac{I_{CP.0}}{I_{нг}^{(2)}} = \frac{1,353}{3,024} = 0,5 \cdot I_H$$

Принята уставка: $I_{CP.0} = 0,5 \cdot I_H$.

Согласно ПУЭ п. 3.2.36 дифференциальная защита генератора должна быть выполнена с током срабатывания не более $0,6 \cdot I_{ном}$.

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 рассчитывается по формуле (5.20):

$$I_{НБ(КЗ)} = k_{АП} \cdot f_i \cdot k_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.20)$$

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

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

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

$I_{МАКС}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, рассчитываемый по формуле (5.21).

$$I_{МАКС} = \frac{E_g''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,21} \cdot 2420 = 13021,9 \text{ А} \quad (5.21)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса, формула (5.22):

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 13021,9 = 1302,2 \text{ А} \quad (5.22)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия, формула (5.23):

$$k_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot k_H}{I_T}, \quad (5.23)$$

$$k_T > \frac{1302,2 \cdot 2}{10770,44},$$

$$k_T > 0,24,$$

где $k_H = 2$ – коэффициент надежности; I_T - ток торможения в режиме протекания по генератору максимальных сквозных токов определяется по формуле (5.24):

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ\max} \cdot (I_{СКВ\max} - I_{НБ\max}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.24)$$

где $I_{нб\max}$ – ток максимальный небаланса равный 1302,2 А; α – угол между векторами токов плеч защиты, в проектных расчетах может быть принят равным от 10° до 20° . Тогда ток торможения равен:

$$I_T = \sqrt{I_{скв\max} \cdot (I_{скв\max} - I_{нб\max}) \cdot \cos\alpha} = \\ = \sqrt{11523,8 \cdot (11523,8 - 1302,2) \cdot \cos 10^\circ} = 10770,44 \text{ А}$$

Примем уставку $k_T = 0,6$. Коэффициент торможения, равный тангенсу угла наклона тормозной характеристики, выбирается по условию обеспечения недействия защиты – от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения) считается по формуле (5.25):

$$I_{нт} = \frac{I_{*CP}}{k_T} = \frac{0,5}{0,6} = 0,8. \quad (5.25)$$

4) Тормозной ток определяет точку В излома характеристики срабатывания. При выборе В должно выполняться условие, формула (5.26):

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{k_T} = \frac{0,5}{0,6} = 0,8. \quad (5.26)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания, считаемая по формуле (5.27):

$$I_{отс} = (2 - 12) \cdot I_{НОМ} = 6 \cdot 2420 = 14520 \text{ А} \quad (5.27)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

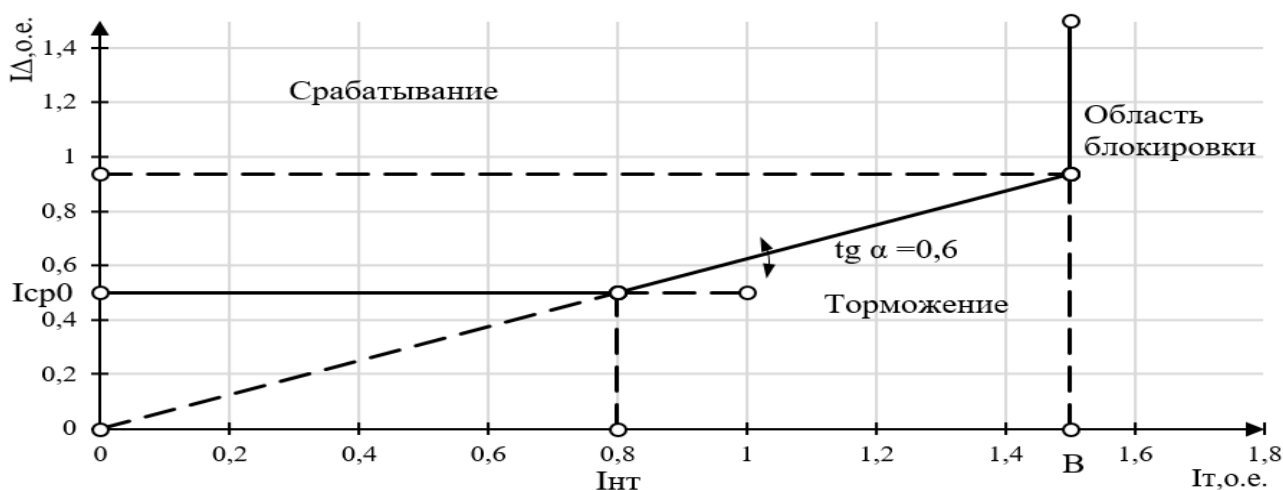


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_0)

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

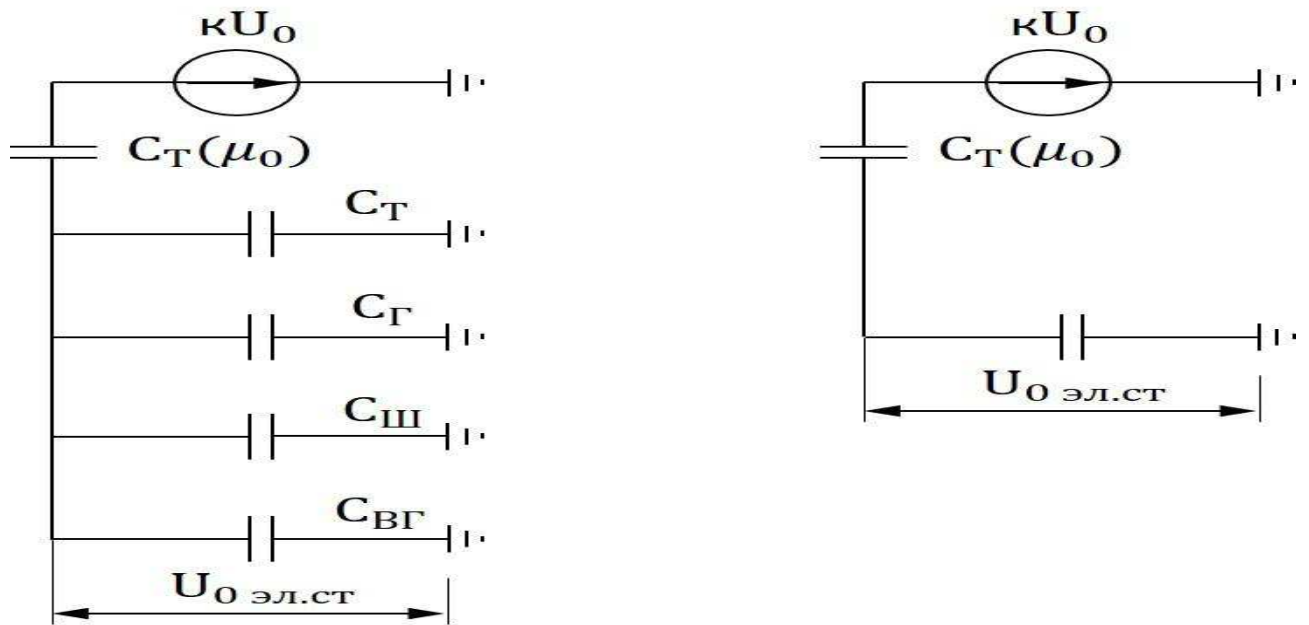


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

На рисунке выше $C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю, 0,7 мкФ; C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора по отношению к земле, 0,007 мкФ; $C_Ш$ – емкость шинпровода по отношению к земле, 0,008 мкФ; $C_ВГ$ – емкость генераторного выключателя, 0,25 мкФ.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения считается по формуле (5.28):

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_ВГ = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.28)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.29)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, ($C_T(\mu_0) = 0,012$ для $U = 242 \text{ кВ}$);

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора, которое считается по формуле (5.30):

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.30)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения, формула (5.31):

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 5,5 \text{ A} \quad (5.31)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ равно по формуле (5.29):

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,0012}{0,0012+0,965} = 286 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится по формуле (5.32):

$$U_{CP} \geq \frac{k_H}{k_B} \cdot \frac{3}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.32)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 286}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}},$$

$$n_{TH} = 100/3$$

$$U_{CP} \geq 7,4,$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемое в диапазоне от 10 до 15 В.

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

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжений 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 . Рассчитаем по формуле (5.33) сколько процентов обмотки статора защищено со стороны нейтрали.

$$X = \frac{1}{k_T+2} = \frac{1}{1,1+2} = 32,3 \% \quad (5.33)$$

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

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается, исходя из формулы (5.34):

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.34)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается по формуле (5.35):

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.35)$$

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.

5.3.4 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} , который считаем по формуле (5.36):

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.36)$$

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 формулой (5.37):

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2} = 30 \text{ с}, \quad (5.37)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принята уставка сигнального органа, определяемая формулой (5.38):

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}} = 169,4 \text{ А} \quad (5.38)$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Так как отсутствуют данные перегрузочной способности генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14%. Максимальное время работы интегрального органа в этом режиме составит $t_{\text{МАКС}} = 1530 \text{ с}$.

При этом уставка равна по формуле (5.39):

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{1530}} = 0,14 \quad (5.39)$$

Уставку пускового органа выбираем по условию надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}}$, формула (5.40), (5.41):

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{k_{\text{Н}}} = 0,14/1,2 = 0,12, \quad (5.40)$$

где $k_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,12 \cdot I_{\text{Н}} = 282,32 \text{ А} \quad (5.41)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2203,2 \text{ с}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой по формуле (5.42):

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2} = 1530 \text{ с} \quad (5.42)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Параметр	Значение						
Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,12
Длительность (с), t_{CP}	30	83	120	188	333	750	1530

Характеристика пускового органа защиты обратной последовательности представлена на рисунке 5.3. Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.4.

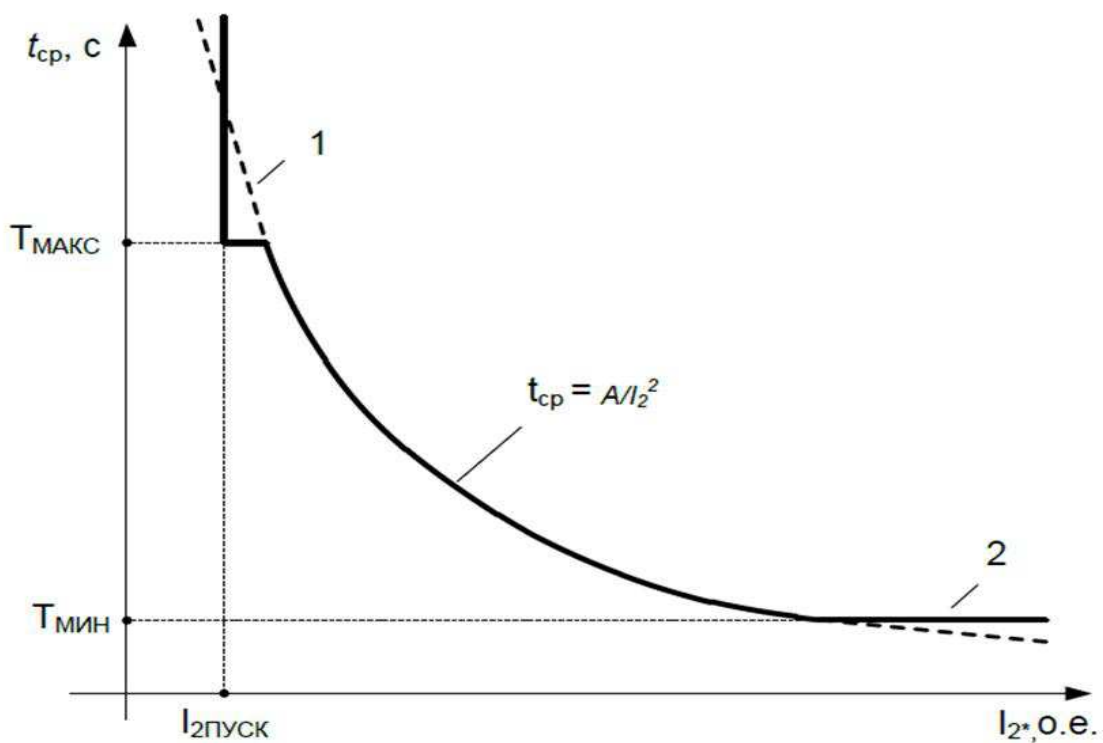


Рисунок 5.3 – Характеристика пускового органа защиты обратной последовательности

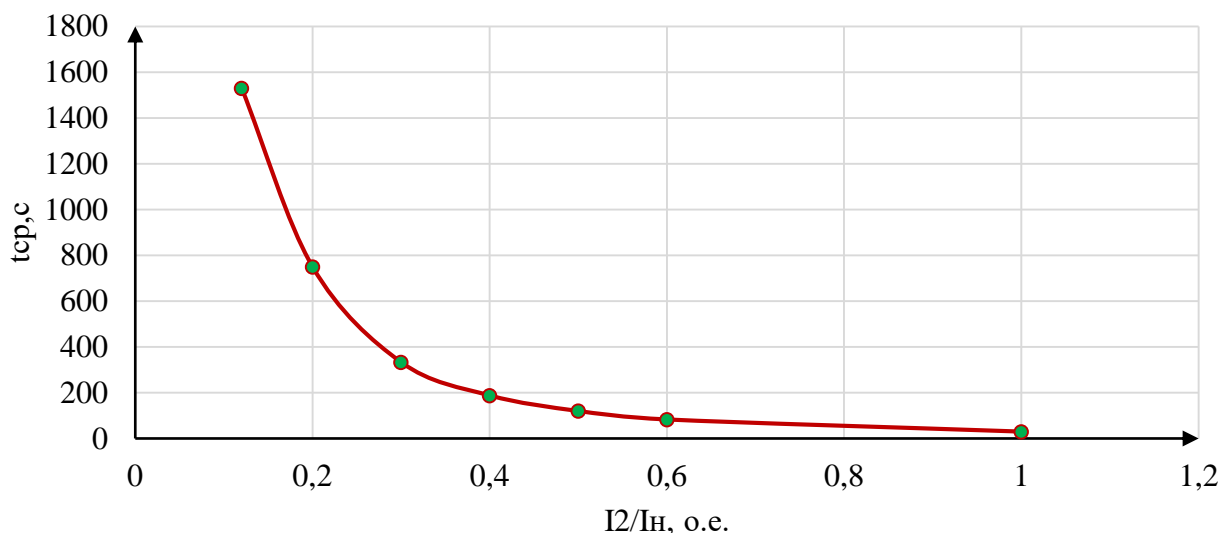


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Время срабатывания интегрального органа принято: $t_{мин} = 0,5$ с, $t_{макс} = 1530$ с. Уставку $t_{мин}$ завод-изготовитель рекомендует принимать минимально возможной из имеющегося диапазона уставок (0,5 сек.).

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону с постоянной времени охлаждения, регулируемой уставкой времени полного охлаждения ($T_{охл}$).

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

В связи с отсутствием необходимых данных уставка срабатывания принимается по второму условию.

Условие обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

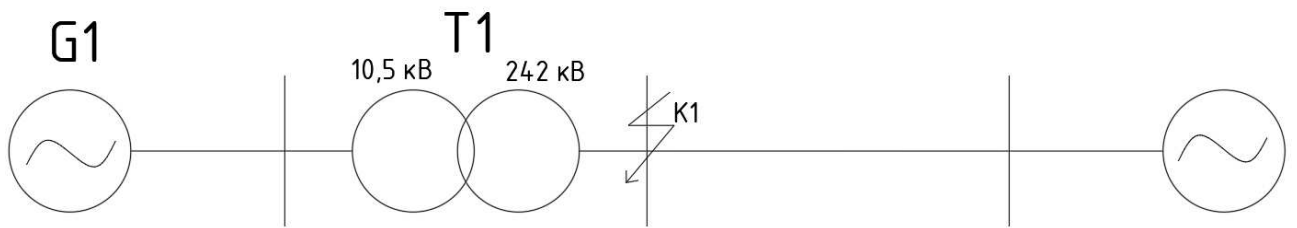


Рисунок 5.5 – Схема блока генератор-трансформатор

$$I_{HG1} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi} = \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,87} = 2212,07 \text{ A}$$

$$I_{HT1} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 190,86 \text{ A}$$

$$x_{G1} = x_{d''} \cdot \frac{U_{НОМG}^2}{S_{НОМ}} = 0,21 \cdot \frac{10,5^2}{44} = 0,53 \text{ Ом}$$

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$x_{G2} = x_2 \cdot \frac{U_{НОМG}^2}{S_{НОМ}} = 0,25 \cdot \frac{10,5^2}{44} = 0,626 \text{ Ом}$$

$$x_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}$$

$$x_L = p \cdot l = 0,435 \cdot 100 = 43,5 \text{ Ом}$$

где $p = 0,435 \text{ Ом/км}$, $l = 100 \text{ км}$.

Так как расчет токов КЗ проводится в именованных единицах необходимо привести сопротивление генератора к стороне ВН блока x_{GBH} :

$$x_{GBH} = x_{G1} \cdot n_1^2 = 0,53 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 279,51 \text{ Ом}$$

где n - коэффициент трансформации трансформатора блока.

Найдем суммарное сопротивление в точке К1:

$$x_{\Sigma K1} = x_{GBH} + x_T = 279,51 + 80,53 = 360,04 \text{ Ом}$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma K1}} = \frac{242 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 360,04} = 388,07 \text{ A}$$

$$I_{2МИН}^{(2)} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{\sqrt{3}} = \frac{I_{K1}^{(3)} \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)}{\sqrt{3}} = 194,03 \text{ A}$$

Уставка органа срабатывания защиты находится по формуле (5.43):

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{k_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_G + 2x_T + x_2)} = \frac{194,03}{1,3} = 149,26 \text{ А}, \quad (5.43)$$

$$I_{2C.3.}^* \leq 149,26 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения, формула (5.44):

$$I_{2C.3.} = I_{2C.3.}^* \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} / k_{\text{ТТ}} = 149,26 \cdot \frac{242}{10,5} / 800 = 4,3 \text{ А} \quad (5.44)$$

Найдем расчетную уставку в относительных единицах:

$$\frac{I_{2C.3.}}{I_{\text{ном.ген.}}} = \frac{4,3}{3,024} = 1,42 \text{ о. е.}$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя принимаем уставку отсечки $0,8 \cdot I_{\text{ном.г}}$. При этом коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}} > 1,2$.

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа определяется формулой (5.45):

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{k_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot 3,024}{0,98} = 3,24 \text{ А}, \quad (5.45)$$

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

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

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка пускового органа определяется формулой (5.46):

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{H}} = 1,1 \cdot 3,024 = 3,39 \text{ А} \quad (5.46)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Параметр	Значение							
Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{H}}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.6.

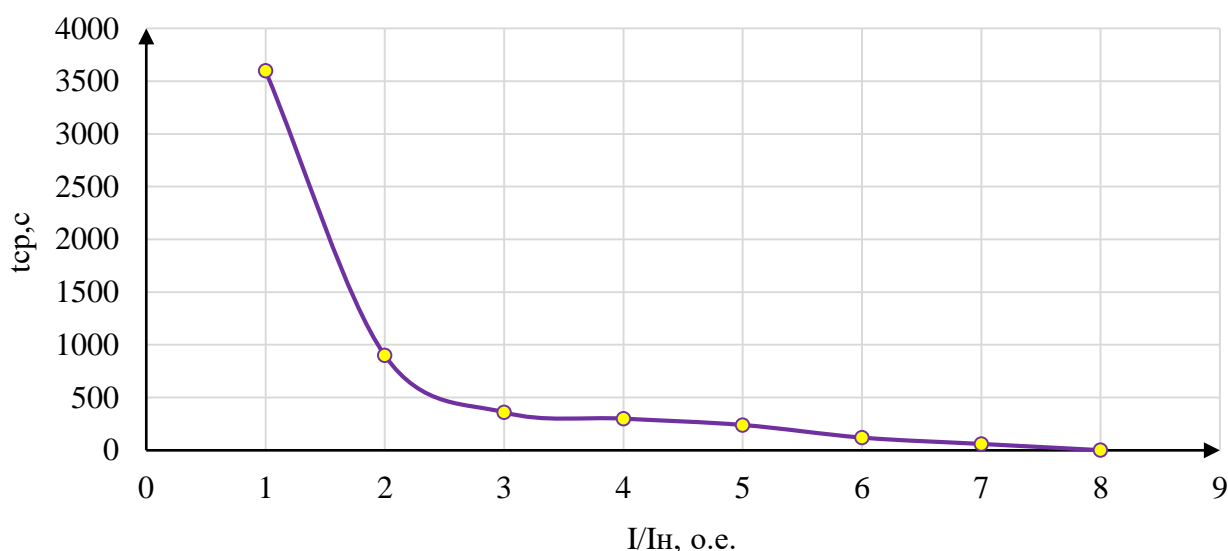


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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.

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

Уставка органа отсечки определяется формулой (5.47):

$$I_{10\text{ТС}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,2245 \cdot 3,024 = 3,7 \text{ А}, \quad (5.47)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$.
Напряжение срабатывания принято равным, формула (5.48):

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{k_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66 \text{ В} \quad (5.48)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.6 Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Победная ГЭС – ПС Литовко 1, формула (5.49):

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_{1Л} \quad (5.49)$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 80,53 + \frac{0,8}{2} \cdot 43,5$$

$$Z_1 \leq 81,82 \text{ Ом}$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны, равный количеству отходящих линий;

$Z_{1Л}$ – сопротивление линии;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора, уставка определяется формулой (5.50):

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{НОМ,Г}}{S_{НОМ,Т}} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{S_{НОМ,Г}}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{1Л} \quad (5.50)$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{44}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{44}{242^2} \cdot 43,5,$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,06$$

Z_1 в первичных Омах определим по формуле (5.51):

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,06 \cdot 2,51 = 0,15 \text{ Ом}, \quad (5.51)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ,Г}}} = \frac{10,5^2}{44} = 2,51 \text{ Ом}$.

Уставка будет найдена по формуле (5.52):

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,15 \cdot \frac{4000}{\frac{5}{0,1}} = 1,17 \text{ Ом} \quad (5.52)$$

Принята уставка $Z_1 = 1,17 \text{ Ом}$.

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме определяется формулой (5.53):

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2420} = 2,51 \text{ Ом}, \quad (5.53)$$

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

Рассчитаем сопротивление нагрузки в режиме форсировки по формуле (5.54):

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2} = 0,48 \text{ о. е.}, \quad (5.54)$$

где I_{Φ} – ток в режиме форсировки из исходных данных.

Найдем угол в режиме форсировки по формуле (5.55):

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,87}{0,95 \cdot 2} = 0,46, \quad (5.55)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 63^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято по формуле (5.56), пересчет в именованные единицы измерения – формула (5.57):

$$Z_{2\text{СЗ}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,48}{1,1} = 0,43 \text{ о. е.}, \quad (5.56)$$

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_{2\text{СЗ о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,43 \cdot \frac{10,5^2}{44} = 1,08 \text{ Ом}. \quad (5.57)$$

Значение уставки определим по формуле (5.58):

$$Z_{2\text{СЗ}} = \frac{Z_{2\text{СЗ}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{1,08 \cdot 4000 / 5}{10500 / 100} = 8,24 \text{ Ом}, \quad (5.58)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 8,24 \text{ Ом}$.

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

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0 с на ШСВ, 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.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.7.

$\varphi_{\text{нагр}}$ – угол нагрузки, соответствующий номинальному коэффициенту мощности генератора ($\cos\varphi = 0,87$). $\varphi_{\text{нагр}} = \arccos(0,87) = 29,5^\circ$

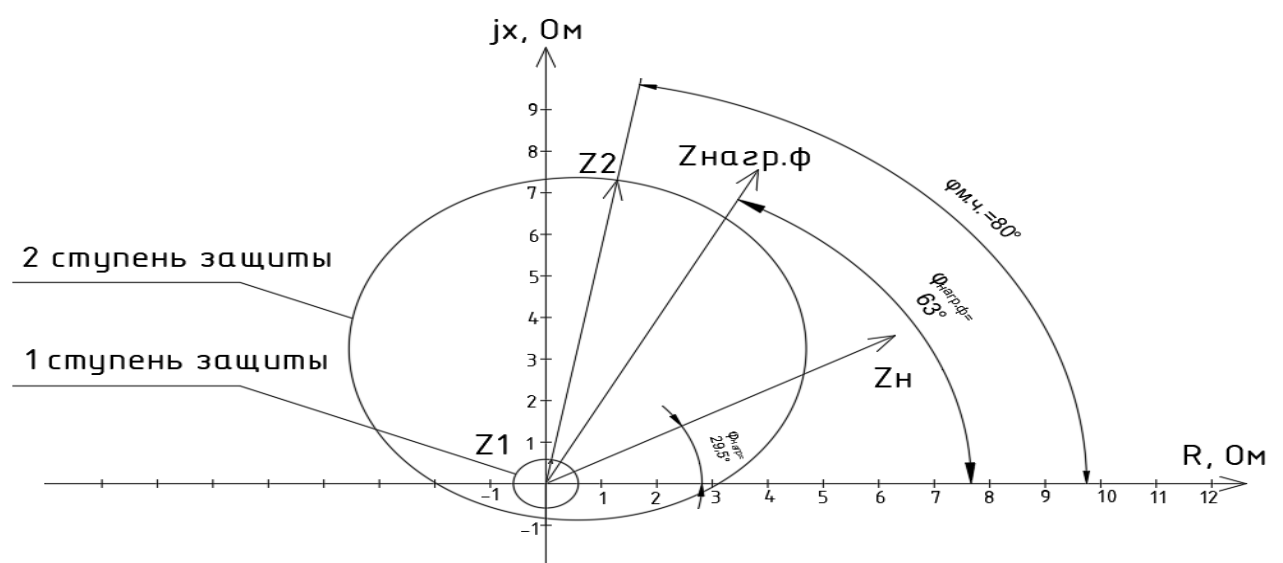


Рисунок 5.7 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. 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 определяется по формуле (5.59):

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{баз}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 0,697}{0,98} = 0,746 \text{ А} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.59)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа определяется формулой (5.60):

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{баз}}}{0,98} = \frac{1,08 \cdot 0,697}{0,98} = 0,768 \text{ А} = 1,1 \text{ о. е.} \quad (5.60)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной таблицей 5.4, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Параметр	Значение								
Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительное	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.8.

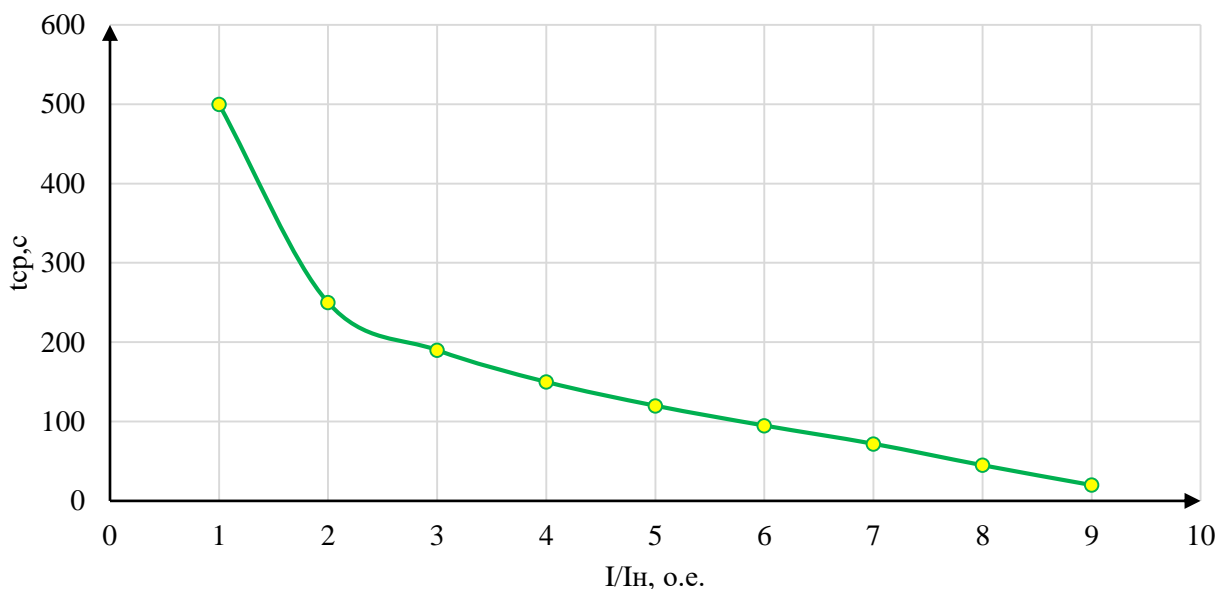


Рисунок 5.8 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка рассчитывается по формуле (5.61):

$$I_{P \text{ ОТС}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{баз}}}{0,98} = \frac{2,2 \cdot 0,697}{0,98} = 1,564 \text{ А} = 2,2 \text{ о. е.} \quad (5.61)$$

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

Исходя из расчёта уставок, для защит силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА». Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объёма защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивают высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высоко интегрированных и высоконадёжных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

5.5 Таблица уставок и матрица отключений

Уставки защит и матрица отключений приведены в приложении Г.

6 Компонировка сооружения

6.1 Определение отметки гребня бетонной и грунтовой плотины

6.1.1 Грунтовая плотина

Отметка гребня грунтовой плотины $\nabla_{\text{ГГП}}$ считается по формуле (6.1):

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

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в ВБ.

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

где h_{run} – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,4 м и не более 2,0 м, выбираем 0,4.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды ($V_w = 24$ м/с); $k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 24,6 \cdot 10^{-7}$, L – длина разгона волны ($L = 2400$ м); α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра, принимаем $\alpha = 0$.

Найдем условную расчетную глубину воды в водохранилище по формуле (6.4):

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{350 - 320}{2} = 15 \text{ м} \quad (6.4)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 24,6 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{24^2 \cdot 2400}{9,81 \cdot 15} = 0,023 \quad (6.5)$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности для основного случая. Для этого:

1. Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ по формулам (6.6 – 6.7), где t – период развития волн на водохранилище, принимаем $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2400}{24^2} = 40,9 \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8829 \quad (6.7)$$

2. Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определим параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

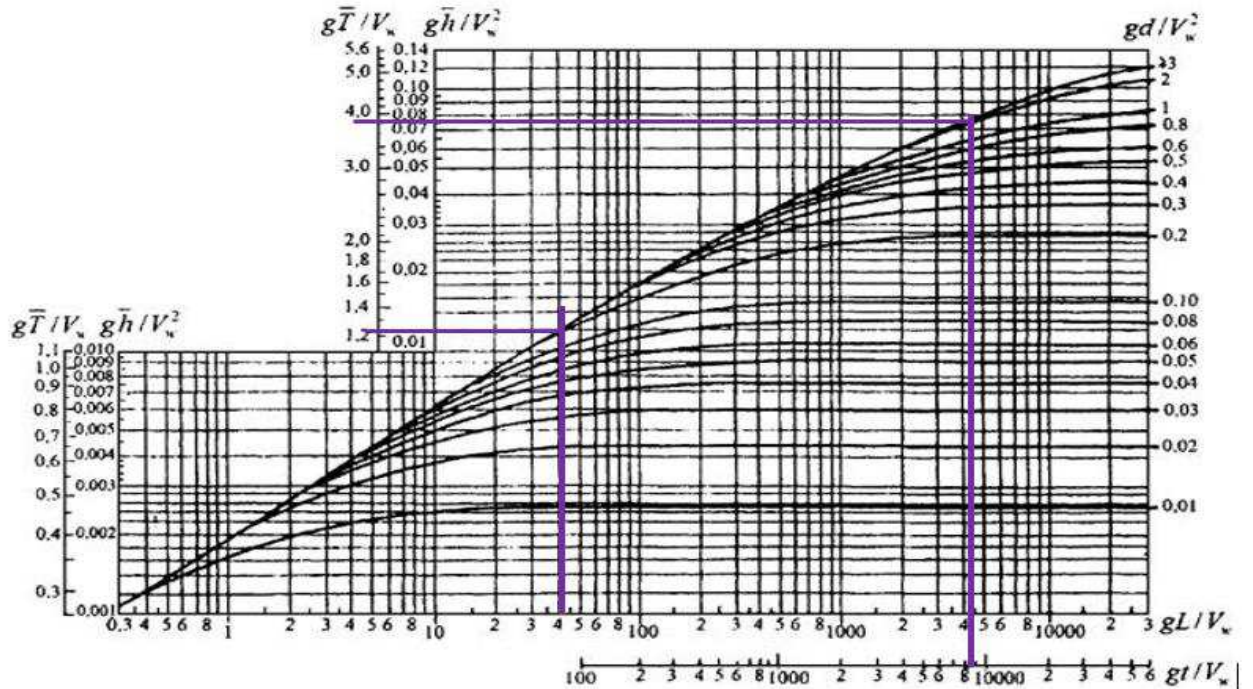


Рисунок 6.1 – График Чертоусова

а) Смотрим по оси $\frac{gL}{V_w^2}$, тогда

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,012$$

$$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,25$$

б) Смотрим по оси $\frac{gt}{V_w}$, тогда

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,077$$

$$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,95$$

3. Вычисляем средний период и среднюю высоту волны по формулам (6.8 – 6.9), выбирая меньшие значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ (0,012 и 1,25 соответственно).

$$\bar{h} = 0,012 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,7 \text{ м} \quad (6.8)$$

$$\bar{T} = 1,25 \cdot \frac{V_w}{g} = 3,06 \text{ с} \quad (6.9)$$

4. Вычисляем среднюю длину волны по формуле (6.10):

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,06^2}{2\pi} = 14,6 \text{ м} \quad (6.10)$$

Проверим условие $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$. Если условие не выполнено, т.е. зона мелководная, то для определения \bar{T} и \bar{h} на графике используют огибающую, соответствующую безразмерному комплексу $\frac{gd}{V_w^2}$.

В данном случае $15 > 7,3$, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1% обеспеченности по формуле (6.11):

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i, \quad (6.11)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

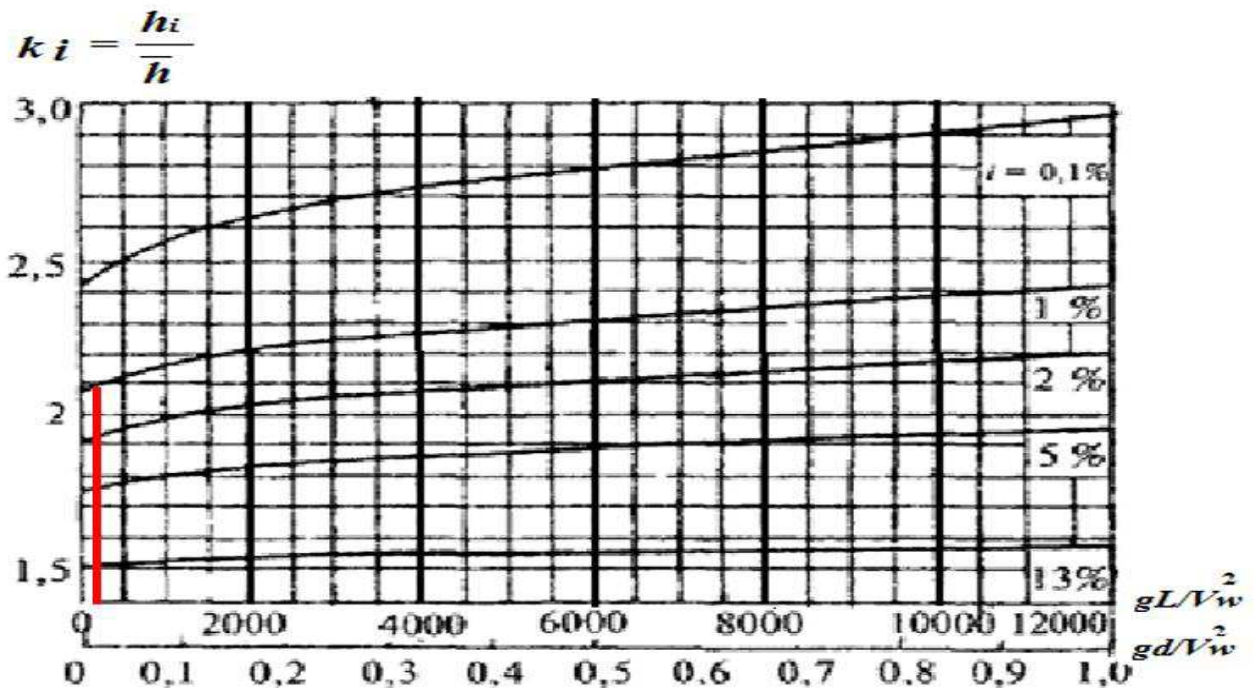


Рисунок 6.2 – График нахождения значения k_i для глубоководной зоны

Исходя из графика, $k_i = 2,08$, тогда

$$h_{1\%} = 0,7 \cdot 2,08 = 1,47 \text{ м}$$

Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле (6.12):

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%}, \quad (6.12)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса (из табл. $k_r = 1, k_p = 0,9$);

k_{sp} – коэффициент, принимаемый по таблице ($k_{sp} = 1,4$);

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графику в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ на глубокой воде:

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 9,9, \text{ тогда, смотря на рисунок 6.3, } k_{\text{run}} = 2,35.$$

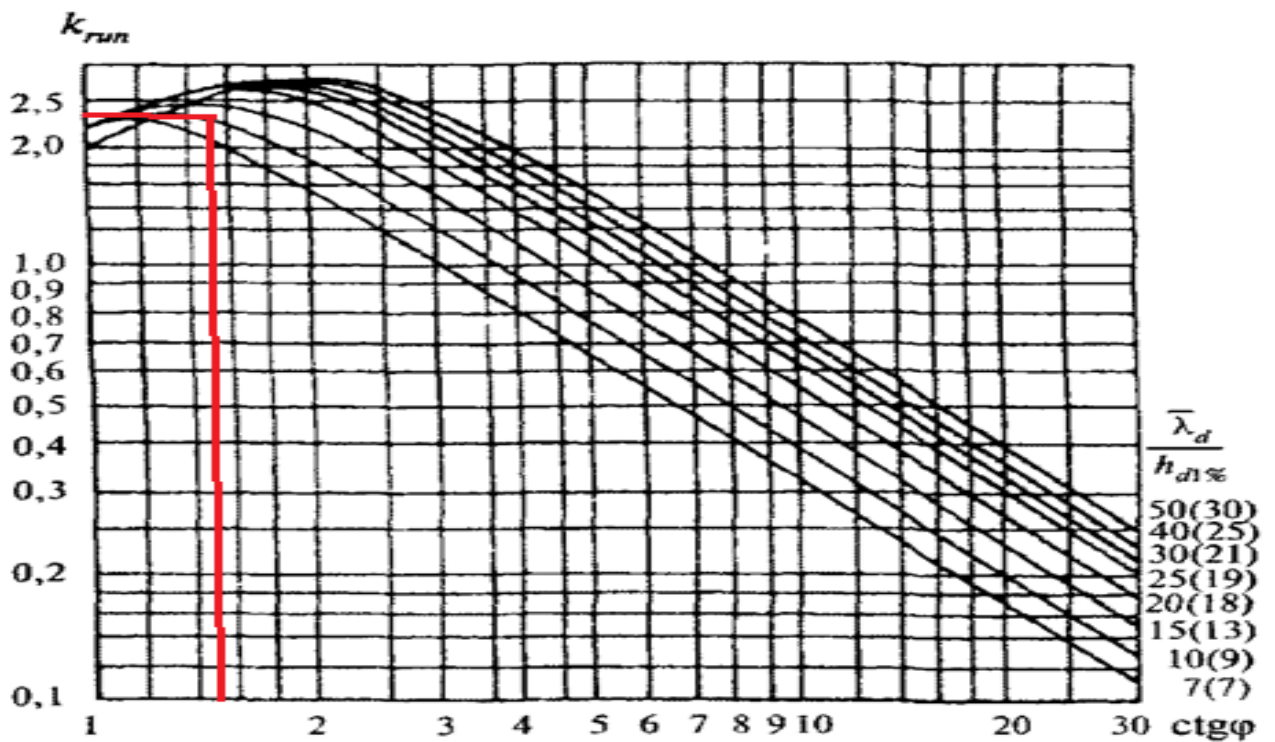


Рисунок 6.3 – График для нахождения k_{run}

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,35 \cdot 1,47 = 4,34 \quad (6.13)$$

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 4,34 + 0,023 + 0,4 = 4,76 \text{ м} \quad (6.14)$$

$$\nabla_{\text{ГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 350 + 4,76 = 354,76 \text{ м} \quad (6.15)$$

6.1.2 Бетонная плотина

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле (6.16):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + \alpha, \quad (6.16)$$

где α – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для ГТС класса I-0,8 м, II-0,6 м, III-IV-0,4 м; $\alpha = 0,4$ м.

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + \alpha = 350 + 1,47 + 0,023 + 0,4 = 351,89 \text{ м}$$

6.2 Расчет пропускной способности водосливной плотины

В соответствии с классом ГТС максимальный расчетный расход для основного расчетного случая – $Q_{3\%}$, для поверочного расчетного случая – $Q_{0,5\%}$. Кривая связи УНБ = f (QНБ) представлена на рисунке 6.4.

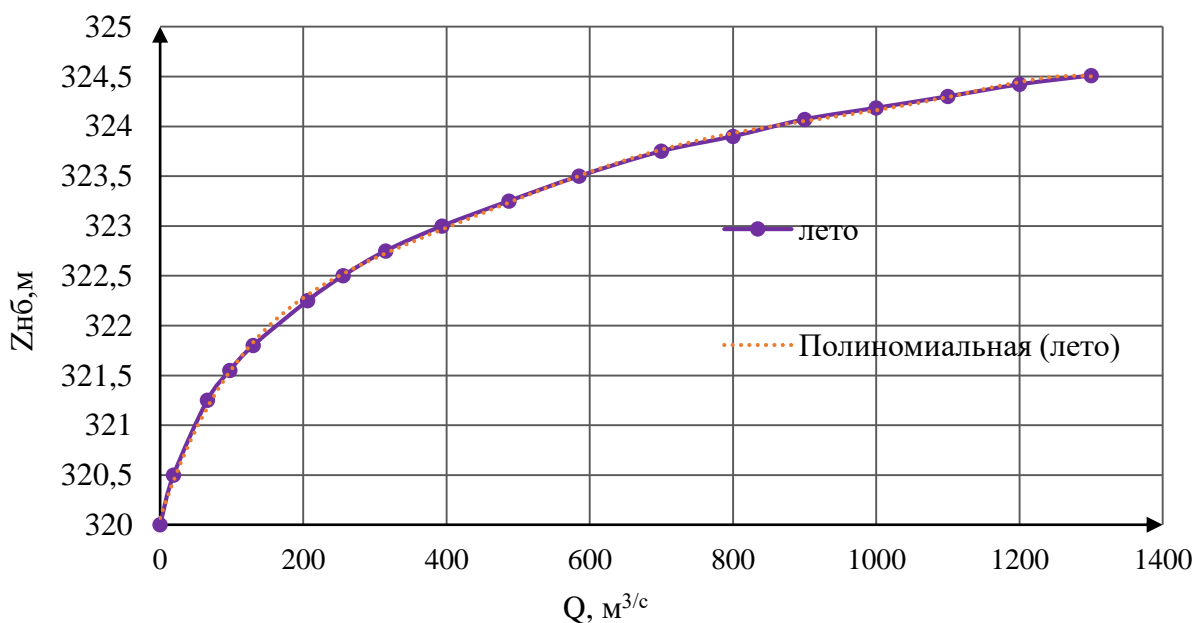


Рисунок 6.4 – Кривая связи УНБ = f (QНБ)

Таблица 6.1 – Таблица максимальных расчетных расходов различной вероятности превышения

р, %	0,01%	0,1%	0,5%	1%	3%	Qсан
Q _{макс}	-	-	1270,69	1198,85	945,86	8
Отм. УНБ	-	-	324,51	324,44	324,10	321,11

Топографическая карта района всего водохранилища с нанесенной береговой линией и с масштабным отрезком представлена на рисунке 6.5.

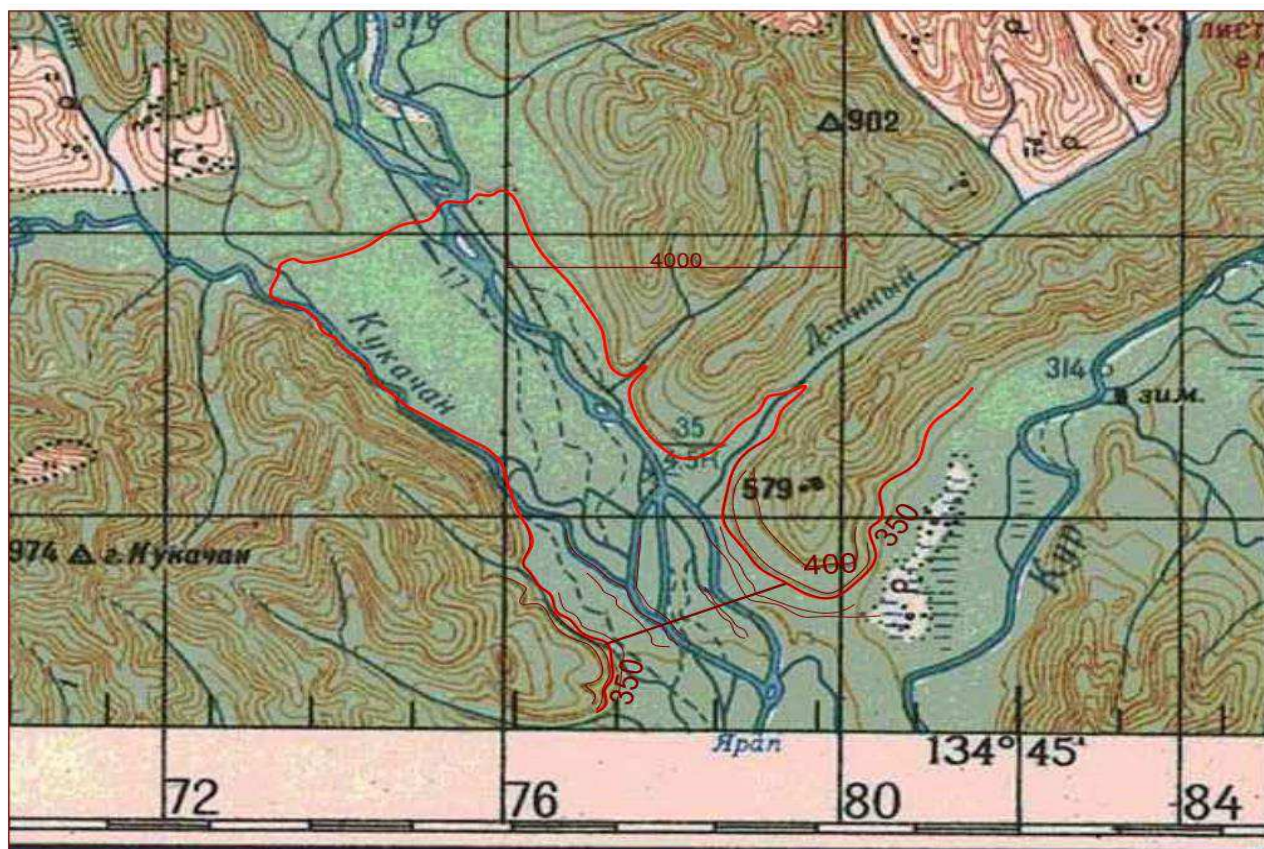


Рисунок 6.5 – Карта района створа и водохранилища

По кривой связи представленной на рисунке 6.4 определяют:

при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 945,86 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 324,10 м;

при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 1270,69 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 324,51 м.

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

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

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 350 - 324,1 = 25,899 \text{ м}$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 351,5 - 324,51 = 26,99 \text{ м}$$

Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случаев осуществляется по формулам (6.17 – 6.18):

$$Q_{\text{Га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{Га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{35000}{9,81 \cdot (25,899 - 0,7) \cdot 0,95} = 149,04 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.17)$$

$$Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{Га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{35000}{9,81 \cdot (26,99 - 0,7) \cdot 0,95} = 142,85 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.18)$$

Согласно количеству агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов - m , должно быть не более:

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

следовательно, $m = 2 - 1 = 1$

Найдем расходы ГЭС при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случаев по формулам (6.19 – 6.20):

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = m \cdot Q_{\text{Га}}^{\text{осн}} = 1 \cdot 149,04 = 149,04 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.19)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = m \cdot Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = 1 \cdot 142,85 = 142,85 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.20)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая считаем по формуле (6.21):

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 945,86 - 149,04 - 145,24 = 651,59 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(0,00248 + 0,00484)10^9}{50400} = 145,24 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.22)$$

Для поверочного по формуле (6.23):

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}} \quad (6.23)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 1270,69 - 142,85 - 145,24 = 982,6 \text{ м}^3/\text{с}$$

6.2.2 Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы)

Расчетные расходы могут сбрасываться через глубинные водосбросы или донные отверстия. Донный водосброс, используемый для опорожнения водохранилища, называется также водоспуском (водовыпуском). Полное опорожнение водохранилища может потребоваться при ликвидации ГТС.

Задаемся диаметрами водовыпускного отверстия D от 1 до 5 метров (возьмем 3 м). Рассчитаем отметку центра отверстия по формуле (6.24):

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пола гал-и}} + h_{\text{гал-и}} + 3,5 = 320 + 3,5 + 3,5 = 327,00 \text{ м} \quad (6.24)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска H считаем по формуле (6.25):

$$H = \frac{\text{НПУ} + \text{УМО}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{350,00 + 320,00}{2} - 327,00 = 8 \text{ м} \quad (6.25)$$

Определяют расход через отверстие по формуле (6.26):

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 8} = 70,85 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.26)$$

где μ - коэффициент расхода 0,8;

ω - площадь водовыпускного отверстия диаметром 3,0 м, считается по формуле (6.27).

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2,25 = 7,07 \text{ м}^2, \quad (6.27)$$

Определяем количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода по формуле (6.28):

$$n = \frac{Q_{\text{с}}}{Q} = \frac{145,24}{70,85} = 2 \quad (\text{округляем в большую сторону}) \quad (6.28)$$

Принимаем 2 отверстия диаметром 3,0.

6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяем удельный расход на рисберме по формуле (6.29):

$$q_p = V_h \cdot h_{\text{нб}} \quad (6.29)$$

где $h_{\text{нб}}$ - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = $f(Q_{\text{нб}})$ при $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$;

V_h - допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (песок - 2,5÷3,5 м/с; глина - 3÷4 м/с; гравий - 3,5 м/с; полускальные - 3,5÷4,5 м/с; скальные - более 5 м/с). В нашем случае 3,5 м/с.

$$q_p = 3,5 \cdot 4,101 = 14,35 \text{ м}^2/\text{с}$$

Определяем удельный расход на водосливе по формуле (6.30):

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 14,35 = 17,94 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.30)$$

Ширина водосливного фронта определяется по формуле (6.31):

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{651,59}{17,94} = 36 \text{ м} \quad (6.31)$$

Принимаем 2 пролета шириной $b = 18 \text{ м}$

Расчетная ширина водосливного фронта B равна $18 \cdot 2 = 36 \text{ м}$.

6.2.4 Определение напора на водосливе

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} по формуле (6.32), а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} по формуле (6.33).

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{651,59}{0,49 \cdot 18 \cdot 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,112 \text{ м} \quad (6.32)$$

где m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля (в проекте принимают $m = 0,49$)

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{651,59}{0,49 \cdot 0,974 \cdot 1 \cdot 18 \cdot 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,186 \text{ м} \quad (6.33)$$

где σ – коэффициент подтопления (в проекте $\sigma = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \right) \cdot \frac{4,112}{18} = 0,974, \quad (6.34)$$

где ξ_y - коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7

ξ_6 -коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, для полукруглого очертания 0,45.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 определим по формуле (6.35):

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}; \quad (6.35)$$

$$V_0 = \frac{Q_{расч}^{осн}}{(\nabla НПУ - \nabla_{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{651,59}{(350-320) \cdot (36+(2-1) \cdot 4)} = 0,543 \text{ м/с} \quad (6.36)$$

где δ_B – толщина быка, $\alpha = 1,1$.

Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий (в КП принимают $\delta_B = 3$ м - для пролетов шириной $b \leq 14$ м и $\delta_B = 4$ м - для пролетов шириной $b > 14$ м).

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 4,186 - \frac{1,1 \cdot 0,543^2}{2 \cdot 9,81} = 4,169 \text{ м}$$

6.2.5 Определение отметки гребня водослива

Назначают $H_{ст}$ - ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0 м).

$$H = 4,169 \text{ м принимаем } H_{ст} = 4 \text{ м.}$$

Определим по формуле (6.37) отметку гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = НПУ - H_{ст} = 350 - 4 = 346,00 \text{ м} \quad (6.37)$$

6.2.6 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяют напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления по формуле (6.38):

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{982,6}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,408 \text{ м} \quad (6.38)$$

Вычисляем напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления по формуле (6.39):

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \right] \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \right) \cdot \frac{5,408}{18} = 0,965$$

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{982,6}{0,49 \cdot 0,965 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,536 \text{ м} \quad (6.39)$$

Рассчитывают напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода по формуле (6.41). Скорость при поверочном случае считаем по формуле (6.40):

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{982,6}{(351,5 - 320)(36 + (2-1)4)} = 0,78 \text{ м/с} \quad (6.40)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^{\text{пов}^2}}{2g} = 5,536 - \frac{1,1 \cdot 0,78^2}{2 \cdot 9,81} = 5,502 \text{ м} \quad (6.41)$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня по формуле (6.42), т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 346 + 5,502 = 351,50 \text{ м} \quad (6.42)$$

Расчетная отметка форсированного уровня должна быть равна или меньше заданной отметки ФПУ, в противном случае эту отметку повышают до $\nabla\text{ФПУ}_p$. Таким образом $\nabla\text{ФПУ} = 351,50 \text{ м}$.

6.2.7 Построение профиля водосливной грани

Следует учитывать, что в данной таблице координаты приведены для значения $H = 1 \text{ м}$, следовательно, каждую координату необходимо умножить на напор $H_{\text{ст}} = 4 \text{ м}$.

В результате умножения были получены координаты, которые сведены в таблицу 6.2 и построен оголовок на рисунке 6.6.

Таблица 6.2 – Координаты оголовка для построения

x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,504	4	1,024	8	4,94	12	11,456
0,4	0,144	0	0,504	8,4	5,476	12,4	12,052
0,8	0,028	0,4	0,144	8,8	6,032	12,8	12,828
1,2	0	0,8	0,028	9,2	6,612	13,2	13,62
1,6	0,024	5,6	2,256	9,6	7,576	13,6	14,436
2	0,108	6	2,644	10	7,84	14	15,272
2,4	0,24	6,4	3,056	10,4	8,488	14,4	16,124
2,8	0,4	6,8	3,492	10,8	9,156	14,8	16,996
3,2	0,584	7,2	3,948	11,2	9,848	15,2	17,884
3,6	0,792	7,6	4,432	11,6	10,56	15,6	18,792
						16	19,752

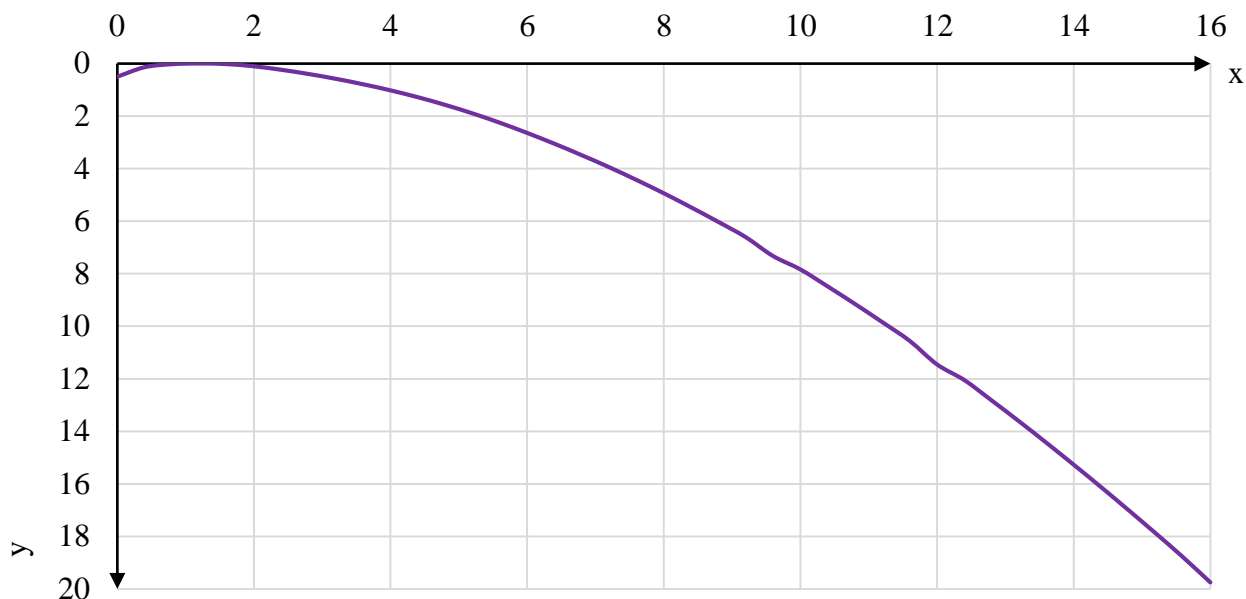


Рисунок 6.6 – Профиль водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге C-D радиусом R. Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе.

$$H = 4 \text{ м}, p_n = 30 \text{ м}, R = 11 \text{ м}$$

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле (6.43):

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{СТ}} = 346 + 1,6 \cdot 4 = 352,4 \text{ м} \quad (6.43)$$

6.3. Расчет сопряжения потока в НБ

Определяют тип сопряжения бьефов при донном режиме для прямоугольного русла.

Критическая глубина определяется формулой (6.44):

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_0)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 651,59^2}{(36 + 1 \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 3,099 \text{ м} \quad (6.44)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом считается по формуле (6.45):

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 350 - 320 = 30 \text{ м} \quad (6.45)$$

Вычисляем отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{30}{3,099} = 9,681$ м. В проекте можно принять, что плотины высотой менее 15 м имеют малую длину сливной грани;

высотой от 15 до 40 м - среднюю длину сливной грани; а высотой свыше 40 м - большую длину сливной грани. Тогда коэффициент $\varphi=0,95$.

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем ε_c и ε''_c .

Вычисляем сопряжённые глубины по формулам (6.46 – 6.47):

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр} = 0,245 \cdot 3,099 = 0,759 \text{ м} \quad (6.46)$$

$$h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{кр} = 2,8 \cdot 3,099 = 8,676 \text{ м} \quad (6.47)$$

$h''_c = 8,676 \text{ м} > h_{нб} = 4,101 \text{ м}$, делаем вывод, что в НБ отогнанный прыжок.

6.3.1 Расчет водобойной плиты

Во всех случаях (даже если гасители не требуются) за водосливом устраивают водобой, чаще всего это бетонная или железобетонная плита. Толщина водобойной плиты определяется по формуле В.Д. Домбровского.

Площадь потока в сжатом сечении определяется формулой (6.48):

$$\omega_c = h'_c \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6) = 0,759 \cdot 40 = 30,368 \text{ м}^2, \quad (6.48)$$

где $(B + (n - 1) \cdot \delta_6)$ – ширина водобойной плиты.

Скорость воды в сжатом сечении определяется формулой (6.49):

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c} = \frac{651,59}{30,368} = 21,46 \text{ м/с} \quad (6.49)$$

Толщина плиты водобоя определяется формулой (6.50):

$$\delta_b = 0,15v_c\sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 21,46 \cdot \sqrt{0,759} = 2,804 \text{ м} \quad (6.50)$$

6.3.2 Расчет водобойной стенки

Расчёт высоты водобойной стенки $h_{ст}$ проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля. Высота стенки определяется формулой (6.51):

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст}, \quad (6.51)$$

где $H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой, который считается по формуле (6.52).

$$H_{ст} = \left(\frac{q_c}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h_c'')^2}, \quad (6.52)$$

где σ – коэффициент запаса, зависящий от точности определения расчетного расхода (1,07-1,13, в работе принято 1,1);

α – коэффициент Кориолиса (принято 1,1);

m – коэффициент расхода водослива зависит от типа водослива (для водобойной стенки полигонального профиля принято $m = 0,35$);

q_c – удельный расход на водобое, определяемый формулой (6.53).

$$q_c = \frac{Q_p}{(B+(n-1)\cdot\delta_6)} = \frac{651,59}{36+(2-1)\cdot4} = 16,29 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.53)$$

$$H_{ст} = \left(\frac{16,29}{0,35\sqrt{2\cdot9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1\cdot16,29^2}{2\cdot9,81(1,1\cdot8,676)^2} = 4,634 \text{ м}$$

Тогда высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 8,676 - 4,634 = 4,91 \text{ м.}$$

6.3.3 Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой

После определения высоты стенки проверяем форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой определяемой формулой (6.54):

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 4,91 + 4,634 = 9,544 \text{ м} \quad (6.54)$$

$h_{кр} = 3,099 \text{ м}$, (та же величина, что и перед стенкой, если рисберма по потоку воды не расширяется).

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{9,544}{3,099} = 3,08 \quad (6.55)$$

По графику М.Д. Чертоусова, представленном на рисунке 6.7, в зависимости от коэффициента скорости φ (0,95) и ξ_{T_0} определяем \mathcal{E}_c и \mathcal{E}''_c .

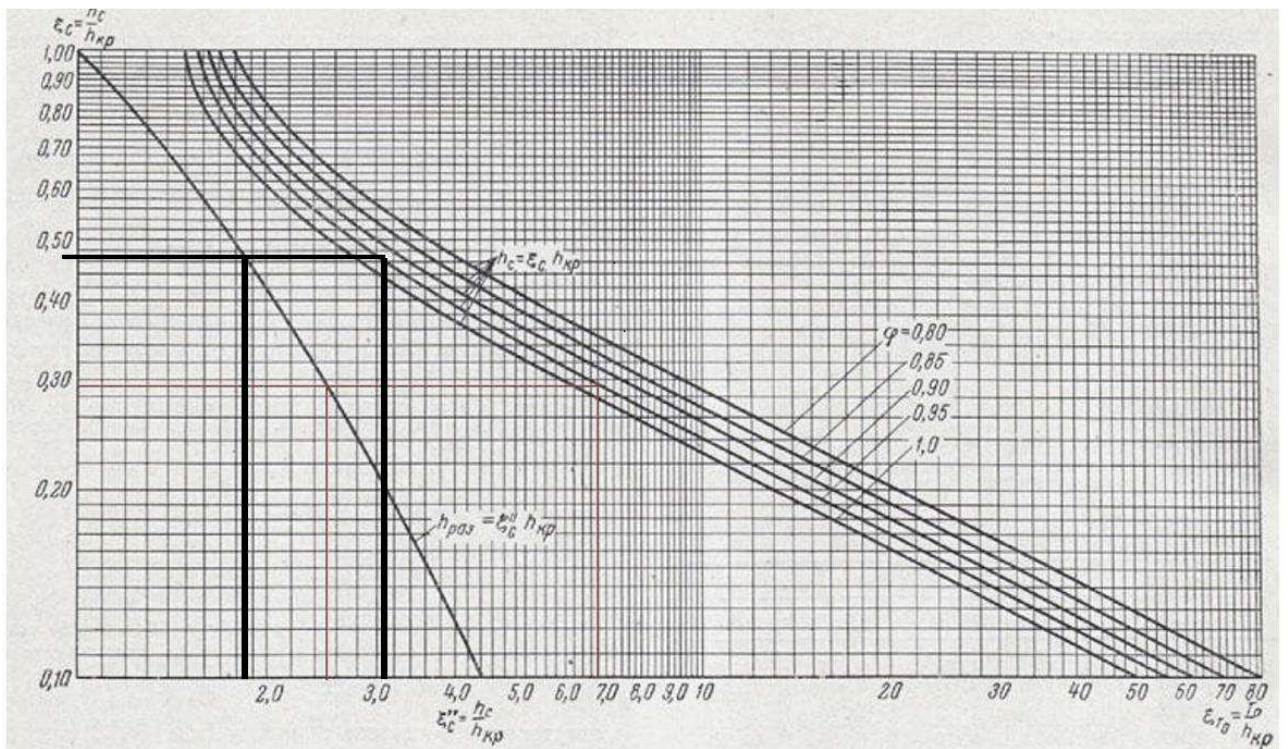


Рисунок 6.7 – график М.Д. Чертоусова

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр} = 0,46 \cdot 3,099 = 1,425 \text{ м}$$

$$h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{кр} = 1,73 \cdot 3,099 = 5,36 \text{ м}$$

Одной стенки недостаточно ($h''_c = 5,36 > h_{нб} = 4,101$), поэтому делаем расчет для второй водобойной стенки.

$$h_{ст} = \sigma \cdot h''_c - H_{ст} = 1,1 \cdot 5,36 - 4,369 = 1,527 \text{ м}$$

$$\sigma = 16,290,352 \cdot 9,8123 - 1,1 \cdot 16,2922 \cdot 9,811,1 \cdot 5,362 = 4,369 \text{ м}$$

$$q_c = \frac{Q_p}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{651,59}{36+(2-1) \cdot 4} = 16,29 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 1,527 + 4,369 = 5,897 \text{ м}$$

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{5,897}{3,099} = 1,903$$

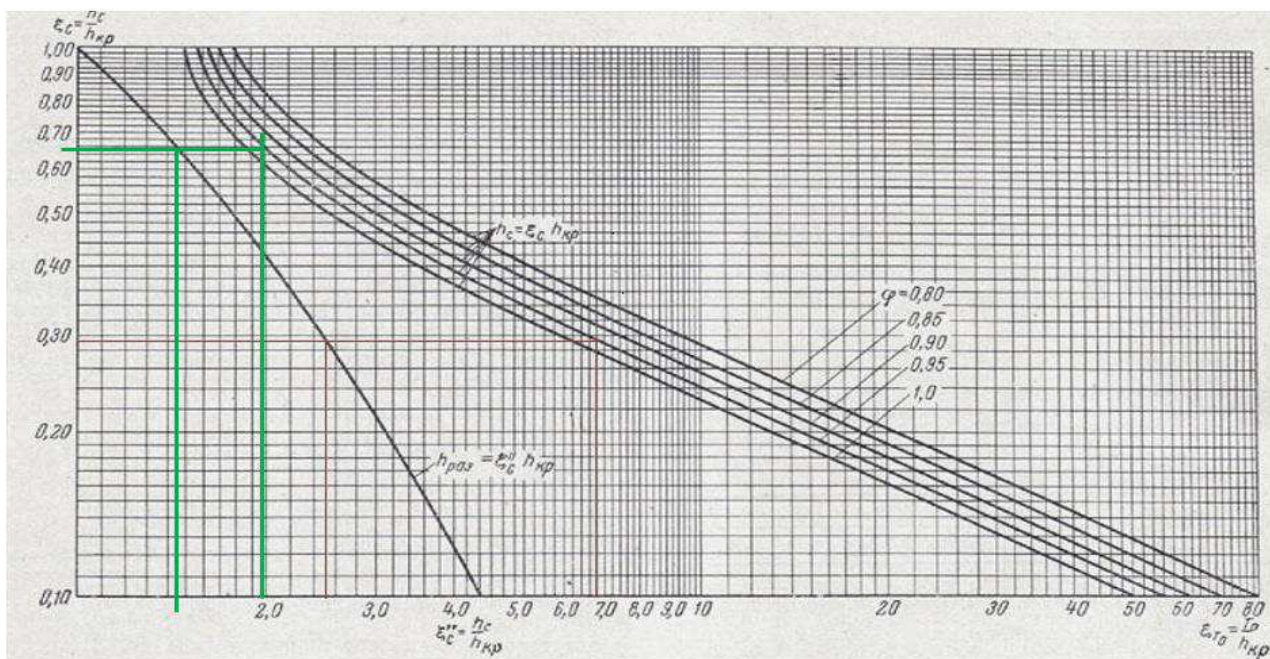


Рисунок 6.8 – график М.Д. Чертоусова

По графику М.Д. Чертоусова, представленном на рисунке 6.8, в зависимости от коэффициента скорости φ и ε_{T_0} определяем ε_c и ε''_c .

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр} = 0,67 \cdot 3,099 = 2,076 \text{ м}$$

$$h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{кр} = 0,9 \cdot 3,099 = 2,789 \text{ м}$$

Так как $h''_c = 2,789 < h_{нб} = 4,101$, то гидравлический прыжок за второй водобойной стенкой получается затопленным, следовательно двух водобойных стенок достаточно.

После расчета водобойных стенок проведем расчет водобойного колодца, вдруг окажется, что лучше и дешевле спроектировать колодец, нежели две водобойные стенки.

6.3.4 Расчет водобойного колодца

Расчёт водобойного колодца заключается в определении его глубины d и длины l_k .

Ширину водобойного колодца – B_k , принимаем равной $B_k = B + \sum \delta = 36 + 4 = 40 \text{ м}$

Глубину водобойного колодца вычисляют путём последовательного приближения.

На первом этапе определяют начальную глубину колодца по формуле (6.56):

$$d_1 = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + \Delta z), \quad (6.56)$$

где Δz – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ. Определяем его, исходя из предположения, что выходная часть водобойного колодца работает, как подтопленный водослив с широким порогом, по формуле (6.57).

$$\Delta z = \frac{q^2}{2g(\varphi h_{НБ})^2} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \frac{16,29^2}{2 \cdot 9,81(0,95 \cdot 4,1)^2} - \frac{1,1 \cdot 16,29^2}{2 \cdot 9,81(1,1 \cdot 8,68)^2} = 0,728 \text{ м} \quad (6.57)$$

$$d_1 = 1,1 \cdot 8,676 - (4,101 + 0,728) = 4,715 \text{ м}$$

Определяем полную удельную энергию перед водосливом с учетом первоначального значения глубины колодца по формуле (6.58):

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} + d_1 = 350 - 320 + 4,715 = 34,715 \text{ м} \quad (6.58)$$

Затем вычисляем новое значение отношения $\mathcal{E}_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{34,715}{3,099} = 11,203$, и с учетом ранее выбранного коэффициента скорости находим новые значения \mathcal{E}_c и \mathcal{E}''_c по графику М.Д. Чертоусова, представленном на рисунке 6.9.

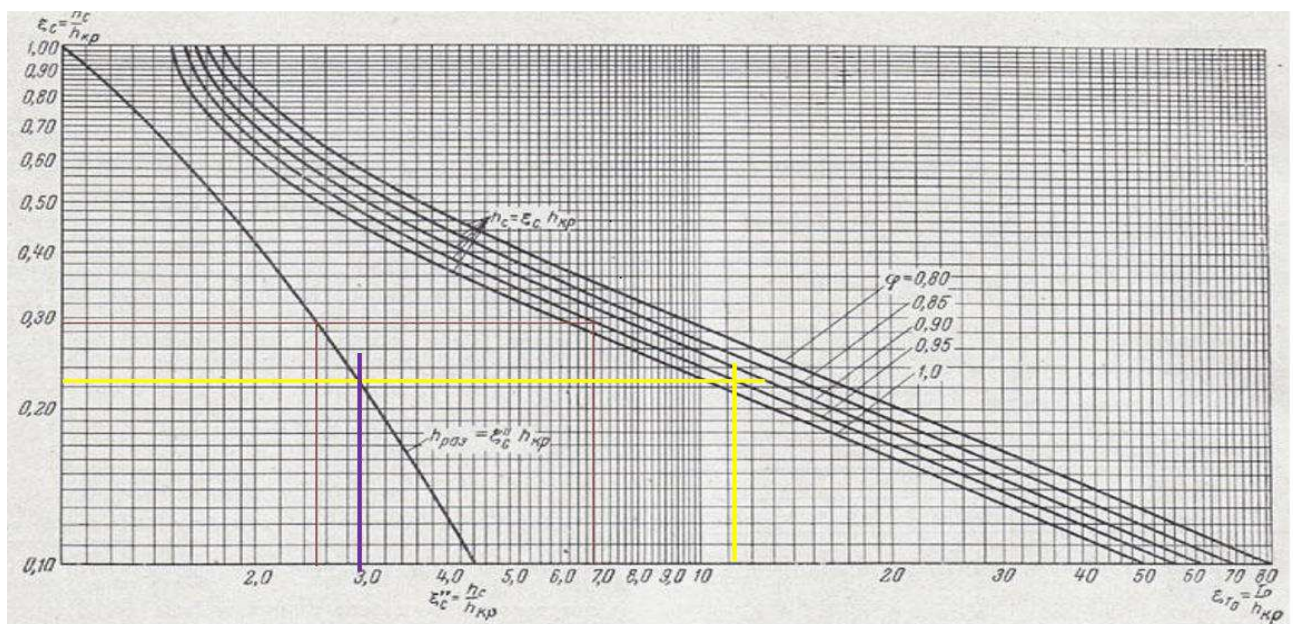


Рисунок 6.9 – график М.Д. Чертоусова

Вычисляем новые сопряженные глубины, а затем определяем новую глубину колодца, подставляя найденное значение h_c'' .

$$h'_c = \mathcal{E}_c \cdot h_{кр} = 0,224 \cdot 3,099 = 0,694 \text{ м}$$

$$h_c'' = \varepsilon_c'' \cdot h_{кр} = 2,9 \cdot 3,099 = 8,986 \text{ м}$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 23,47 \cdot \sqrt{0,694} = 2,933 \text{ м}$$

$$\omega_c = h_c' \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6) = 0,694 \cdot 40 = 27,765 \text{ м}^2$$

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c} = \frac{651,59}{27,765} = 23,47 \text{ м/с}$$

$$d_2 = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + \Delta z) = 1,1 \cdot 8,986 - (4,101 + 0,739) = 5,045 \text{ м}$$

$$\Delta z = \frac{16,29^2}{2 \cdot 9,81(0,95 \cdot 4,101)^2} - \frac{1,1 \cdot 16,29^2}{2 \cdot 9,81(1,1 \cdot 8,986)^2} = 0,739 \text{ м}$$

Вычисления повторяют до тех пор, пока разница между последним значением и предыдущим значением глубины колодца станет меньше 0,1 d. В нашем случае $d_1 = 4,715$, а $d_2 = 5,045$

$$1 - d_1/d_2 = 0,0654$$

Условие выполнено.

После определения глубины колодца вычисляем отметку пола водобоя по формуле (6.59):

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d_2 = 320 - 5,045 = 314,955 \quad (6.59)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей определим по формуле (6.60):

$$l_B = (0,8 \div 1,0) \cdot l_{пр} = 0,8 \cdot 40,95 = 32,76 \text{ м} \quad (6.60)$$

$l_{пр}$ - длина гидравлического прыжка, $l_{пр} = 2,5(1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,986 - 0,694) = 40,95 \text{ м}$.

Но, так как $h_c'' = 8,986 \text{ м}$, а $h_{НБ} = 4,101 \text{ м}$, то расчет колодца не проходит, ведь прыжок за колодцем будет отогнанным. Поэтому делаем вывод, что две водобойные стенки и есть наше конструктивное решение.

6.4 Конструирование бетонной плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины B_n^I по формуле (6.61):

$$B'_n = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_B}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}} \quad (6.61)$$

где α_1 коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов в условиях курсового проекта принимаем $\alpha_1 = 0,5$;

ρ_w - плотность воды;

ρ_6 - плотность бетона.

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и определяется по формуле (6.62):

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_B + 2) = 320,00 - (2,804 + 2) = 315,20 \quad (6.62)$$

Высота плотины h равна по формуле (6.63):

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 350,00 - 315,196 = 34,80 \text{ м} \quad (6.63)$$

$$B''_n = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi\left(\frac{\rho_6}{\rho_B}+n-\alpha_1\right)} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi\left(\frac{\rho_6}{\rho_B}+n-\alpha_1\right)}$$

где $\gamma_n = 1,15$, так как III класс сооружения.

$\varphi = 28$, так как грунт твердый (супесь).

Значения $B'n$ и $B''n$ сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – значения $B'n$, $B''n$, n

n	B'n	B''n
0	24,61014	37,63766
0,1	24,98782	35,84539
0,2	25,51953	34,21606
0,3	26,2345	32,7284
0,4	27,17736	31,36472
0,5	28,41735	30,11013
0,6	30,06608	28,95205
0,7	32,3147	27,87975
0,8	35,52168	26,88404
0,9	40,45883	25,95701
1	49,22029	25,09177

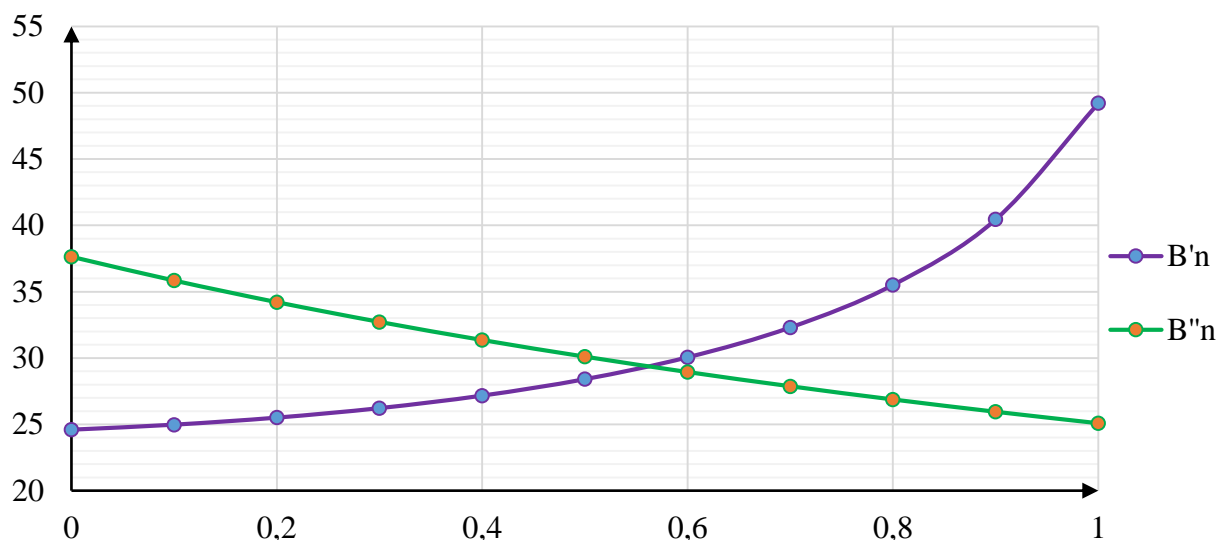


Рисунок 6.10 – график определения ширины подошвы

Исходя из графика ширина подошвы равна 29,3 м (пересечение).

6.4.2 Быки

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

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

6.4.3 Устои

Победная ГЭС имеет грунтовую плотину и проектируется на нескальном основании. Поэтому назначен отдельный устой длиной 104,7 м, который будет отделять водослив от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя – разделение потоков водослива и здания ГЭС. Также назначен береговой устой длиной 104,7 м, предназначенный для сопряжения водослива с берегом грунтовой плотины.

6.4.4 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

Принимается нижняя галерея для устройства дренажа шириной 3,5х3 м на отметке $\nabla=320$ м.

Смотровая галерея на отметке $\nabla=329,97$ м, предусмотренная для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций, имеет размер 2х2,5 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины определим по формуле (6.64):

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{489,19 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{18 + 4} = 9423,4 \text{ кН/м}; \quad (6.64)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad);

b – ширина пролета;

$\delta_{\text{Б}}$ – толщина быка;

$\rho_{\text{Б}}$ – плотность бетона.

Также определяем центр тяжести плотины.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка по формуле (6.65):

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{Б}} \cdot \rho_{\text{Б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{890 \cdot 4 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{18 + 4} = 3809,85 \text{ кН/м}; \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора определим по формуле (6.66) А.Р. Березинского:

$$Q_{\text{з}} \approx 0,055f\sqrt{fg} = 0,055 \cdot 108 \cdot \sqrt{108} \cdot 9,81 = 605,57 \text{ кН} \quad (6.66)$$

где f – площадь затвора, найденная по формуле (6.67):

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = (350 - 346 + 0,5) \cdot 18 = 108 \text{ м}^2 \quad (6.67)$$

Вес плоского затвора на 1 п.м. длины секции определим по формуле (6.68):

$$q_{\text{з}} = \frac{Q_{\text{з}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{605,57}{18 + 4} = 27,53 \text{ кН/м} \quad (6.68)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа по формуле (6.69):

$$T_{\text{В}} = \frac{\rho_{\text{в}} g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 34,8^2}{2} = 5941,5 \text{ кН/м} \quad (6.69)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 350 - 315,2 = 34,8 \text{ м}$.

– с нижнего бьефа по формуле (6.70):

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,91^2}{2} = 171,55 \text{ кН/м} \quad (6.70)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{НБс. п.}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 321,11 - 315,2 = 5,91 \text{ м}$

– со стороны НБ – площадью поперечного сечения тела давления от $\nabla_{\text{НБс. п.}}$ до низовой грани (так называемый пригруз) найдем по формуле (6.71):

$$W_H = \rho_w g S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 7,33 = 71,91 \text{ кН/м}, \quad (6.71)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H = 7,33 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления.

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника (если есть зубья, то в виде отраженного многоугольника, изображающего подошву плотины вместе с зубьями) с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы (при основном сочетании нагрузок и воздействий) и длиной – шириной подошвы плотины (принято $B=29,3 \text{ м}$).

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий определим по формуле (6.72):

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \rho_w g = 161,33 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1582,7 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

где $S_{\text{ЭП}} = 161,33 \text{ м}^2$ – площадь эюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Силу фильтрационного давления определим по формуле (6.73):

$$W_{\text{Ф}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 163,78 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1606,68 \text{ кН/м} \quad (6.73)$$

где $S_{\text{ЭП}} = 163,78 \text{ м}^2$ – площадь эюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле (6.74):

$$p_H = \gamma_H^{\text{ВЗВ}} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 1 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{22}{2} \right) = 4,55 \text{ кН/м}^3 \quad (6.74)$$

где h_H – толщина слоя наносов, принимаем равной 1 м;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 22^\circ$;

γ_H^{B3B} -удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимается равным: $\gamma_H^{B3B} = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м. определим по формуле (6.75):

$$E_H = \frac{P_H \cdot h_H}{2} = \frac{4,55 \cdot 1}{2} = 2,27 \text{ кН} \quad (6.75)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определим по формуле (6.76):

$$P'_{гр} = \gamma_H^{B3B} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.76)$$

где $\varphi_{гр} = 35^\circ$, для суглинка.

$$c = 20 \text{ кПа.}$$

$$P'_{гр} = 10 \cdot 1 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 20 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -16,48 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$ где действуют вес наносов и грунта, активное давление определим по формуле (6.77):

$$P''_{гр} = (\gamma_H^{B3B} \cdot h_H + \gamma_{гр}^{B3B} \cdot h_{гр}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.77)$$

Удельный вес взвешенного грунта определим по формуле (6.78):

$$\gamma_{гр}^{B3B} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 18 - (1 - 0,03) \cdot 9,81 = 11,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \quad (6.78)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 18 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,03$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 1 \text{ м}$;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 35^\circ$;

γ_w – удельный вес воды.

Таким образом:

$$\begin{aligned} P''_{гр} &= (10 \cdot 1 + 11,13 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 20 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -14,06 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned}$$

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр равна по формуле (6.79):

$$E_a = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} h_{гр} = \frac{-16,48 - 14,06}{2} \cdot 1 = -15,27 \text{ кН} \quad (6.79)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитывают в дальнейших расчётах.

Рассчитаем пассивное давление со стороны НБ по формуле (6.80):

$$P'_{гр} = \gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл} \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.80)$$

где $h_{пл} = 2,804 \text{ м}$.

$$P'_{гр} = 2,4 \cdot 2,804 \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 20 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 49,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

$$P''_{гр} = (\gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл} + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.81)$$

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 1 \text{ м}$;

Таким образом:

$$\begin{aligned} P''_{гр} &= (2,4 \cdot 2,804 + 11,13 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 20 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= 152 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned}$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на погонный метр:

$$E_{пн} = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} h_{гр} = \frac{49,6 + 152}{2} \cdot 1 = 201,6 \text{ кН}$$

6.5.6 Расчет волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле (6.82) А.Л. Можевитинова.

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.82)$$

где $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 14,6 \text{ м}$;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности $h_{1\%} = 1,47 \text{ м}$;

h_0 – средняя высота волны, считается по формуле (6.83):

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 1,47^2}{14,6} = 0,46 \text{ м} \quad (6.83)$$

Таким образом:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1,47 \cdot \left(\frac{14,6}{3,14} + \frac{0,46}{2} \right) = 35,19 \text{ кН}$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа определим по формуле (6.84):

$$y_{\text{с}} = \frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{14,6}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,47 = 1,77 \text{ м} \quad (6.84)$$

6.6 Оценка прочности плотины

Обеспечение надежности системы «сооружение-основание» должно обосновываться результатами расчетов по методу предельных состояний их прочности (в том числе фильтрационной), устойчивости, деформаций и смещений.

Расчеты необходимо производить по двум группам предельных состояний: по первой группе - потеря несущей способности и (или) полная непригодность сооружений, их конструкций и оснований к эксплуатации;

по второй группе - непригодность к нормальной эксплуатации, проводят расчеты местной прочности оснований и сооружений, перемещений и деформаций, образования или раскрытия трещин и строительных швов и др.

В курсовом проекте достаточно выполнить расчеты по первой группе предельных состояний для оценки общей прочности и устойчивости бетонной плотны, а также общей фильтрационной прочности основания и грунтовой плотины.

Для удобства расчетов составляется таблица 6.4, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Знак у моментов
Тв	1,0	→	5941,5	5941,5	11,6	68921,4	+
Тн	1,0	←	171,55	171,6	1,97	338,0	-
Wн	1,0	↓	71,91	71,9	11,25	809,0	+
Gб	0,95	↓	3809,9	3360,4	7,93	22245,8	-
Gпл	0,95	↓	9423,4	8952,2	4,96	44403,1	-
Wвзв	1,0	↑	1582,7	1582,7	0	0,0	
Wф	1,0	↑	1606,7	1606,7	8,78	6678,8	+
Ен	1,2	→	4,55	5,5	5,13	28,0	+
Wволн	1,0	→	35,19	35,2	31,42	1105,7	+
qз	0,9	↓	27,53	24,8	12,88	319,1	-
Епн	0,8	←	152	121,6	0,67	81,5	-

Найдем сумму сил, действующих в вертикальном направлении по формуле (6.85):

$$\sum N = W_n + G_b + G_{пл} - W_{взв} - W_f + q_z \quad (6.85)$$

$$\sum N = 71,9 + 3809,9 + 9423,4 - 1582,7 - 1606,7 + 27,53 = 9479 \text{ кН}$$

Сумма моментов вычисляется с учетом знаков:

$$\sum M = 11127,6 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины у подошвы плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани найдем по формулам (6.86 – 6.90):

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B} + \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{9479}{29,3} + \frac{6 \cdot 11127,6}{29,3^2} = -245,74 \text{ кПа} \quad (6.86)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B = 29,3$ м – ширина подошвы плотины.

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_b \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -245,74 \cdot 0 - 9,81 \cdot 34,8 = \\ &= -341,39 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.87)$$

где H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа, 34,8 м;
 $m_u = \text{ctg}\alpha$ – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения, 0;

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа} \quad (6.88)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -245,74(1 + 0) + 9,81 \cdot 34,8 \cdot 0^2 = -245,74 \text{ кПа} \quad (6.89)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 34,8 = -341,39 \text{ кПа} \quad (6.90)$$

Для низовой грани найдем по формулам (6.91 – 6.94):

$$\sigma_y^t = -\frac{9479}{29,3} - \frac{6 \cdot 11127,6}{29,3^2} = -401,28 \text{ кПа} \quad (6.91)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.92)$$

$$\sigma_x^t = -401,28 \cdot 0,84^2 - 9,81 \cdot 5,91(1 - 0,84^2) = -299,70 \text{ кПа}$$

где H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа, 5,91;
 $m_t = 0,84$ – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 5,91 - 401,28) \cdot 0,84 = 288,07 \text{ кПа}$$

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.93)$$

$$\sigma_1^t = -401,28(1 + 0,84^2) + 9,81 \cdot 5,91 \cdot 0,84^2 = -643,00 \text{ кПа}$$

$$\sigma_3^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 5,91 = -57,98 \text{ кПа} \quad (6.94)$$

Сведем значения краевых напряжений в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Верховая грань	-245,74	-341,39	0,00	-245,74	-341,39
Низовая грань	-401,28	-299,70	288,07	-643,00	-57,98

6.6.1 Критерии прочности плотины и ее основания

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_c \cdot R_b \quad (6.95)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

γ_c – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_c = 0,95$;

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию, определяемое по формуле (6.96).

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^u|}{\gamma_c} \quad (6.96)$$

$$R_b \geq \frac{1,15 \cdot 1 \cdot |-341,39|}{0,95} = 416,26 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений, что показано в формуле (6.97):

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.97)$$

$$-245,74 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины условие записывается формулой (6.98):

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u \quad (6.98)$$

$$245,74 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 34,8 = 85,35 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6.2 Обоснование устойчивости плотины

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

Плотина будет устойчива, если выполняется условие, записанное в формуле (6.99):

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n \quad (6.99)$$

$$R = (G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3 + W_n) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot B \quad (6.100)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается 0,7.

$$R = (3809,9 + 9423,4 - 1582,7 - 1606,7 + 27,5 + 71,9) \cdot \operatorname{tg} 35 + 20 \cdot 29,3 = 7333 \text{ кН/м}$$

где φ – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;

$c = 20 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

По формуле (6.101) рассчитаем сумму сил, действующих в горизонтальном направлении:

$$F = T_B - T_n + W_{волн} + E_n - E_{пн} \quad (6.101)$$

$$F = 5941,5 - 171,6 + 35,2 + 4,5 - 152 = 5689 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{7333 \cdot 0,95}{5689 \cdot 1} \geq 1,15$$

$$1,22 \geq 1,15$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости, соответственно плотина устойчива.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда. Охрана окружающей среды

7.1 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности устанавливают основные требования на действующих энергетических предприятиях и являются обязательными для всех инженерно-технических работников (ИТР), рабочих и служащих электростанций, электрических и тепловых сетей, а также ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих эксплуатацию, ремонт (реконструкцию), наладку и испытание технологического оборудования основных производств и вспомогательных сооружений этих энергетических предприятий. Гидроэлектростанции должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель энергетического предприятия обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

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

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

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

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), 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.

В инструкции по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений систем управления, защиты, телемеханики, связи и комплекса технических средств АСУ должны включаться отдельным разделом конкретные требования по пожарной безопасности и обязанности персонала при возникновении пожара.

План пожаротушения разрабатывается работниками пожарной охраны МВД совместно с администрацией энергетического объекта и утверждается начальником гарнизона пожарной охраны и первым руководителем энергетического предприятия.

На мазутное хозяйство и другие виды складов жидкого топлива план пожаротушения составляется отдельно. План пожаротушения должен составляться в соответствии с требованиями «Методических указаний по

составлению оперативных планов и карточек тушения пожаров на энергетических предприятиях».

План пожаротушения является основным документом, который определяет: действия персонала предприятия при возникновении пожара; порядок обесточивания электроустановок, находящихся в зоне пожара, выдачи письменного допуска для тушения пожара, порядок взаимодействия с прибывающими пожарными подразделениями; условия введения сил и средств на тушение пожара с учетом требований безопасности труда; рациональную установку пожарной техники и др.

Территория энергетического предприятия должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория энергетического предприятия должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам, к водоемам и другим источникам водоснабжения (пруды, градирни, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками (пирсами), должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог, под арками и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Закрытие отдельных проездов и участков, дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с объектовой пожарной охраной и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Места ремонта дорог или пути объезда должны иметь дополнительное освещение.

Запрещается на территории энергетических предприятий без согласования с органами Госпожнадзора или пожарной охраной, имеющейся на объекте, сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

При производстве строительного-монтажных работ или реконструкции сооружений действующего энергетического предприятия размещение на его территории инвентарных зданий, других временных сооружений и бытовых вагончиков, как правило, не допускается. В исключительных случаях, при невозможности размещения указанных зданий и вагончиков за территорией энергопредприятия или предоставления других бытовых помещений, допускается их установка на территории предприятия по согласованию с предприятием объектовой пожарной охраной. В этих случаях установка

временных инвентарных зданий и бытовых вагончиков допускается не ближе 30 м от производственных и складских зданий.

Размещение бытовых вагончиков должно быть в виде групп, не более 10 вагончиков в каждой. После завершения всех работ вагончики должны быть убраны с территории предприятия в кратчайшие сроки.

Запрещается размещение бытовых вагончиков внутри зданий.

На территории электростанций и подстанций следует регулярно скашивать и вывозить траву.

Запрещается хранение высушенной травы на территории энергопредприятия и на прилегающей площадке (на расстоянии ближе 100 м).

Сжигание мусора и отходов на территории энергопредприятия необходимо производить в специальных устройствах (печах).

Запрещается разведение костров для этой цели.

Проезды внутри объектовых железнодорожных путей должны быть свободными для проезда пожарных автомобилей и иметь сплошные настилы на уровне головок рельсов.

Запрещается стоянка железнодорожных вагонов без локомотива на переездах дорог территории энергопредприятий.

7.2 Охрана труда

Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Охрана труда при осмотре электроустановок

Работники, не обслуживающие электроустановки, могут допускаться для осмотра в электроустановки в сопровождении оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку, имеющего группу IV по электробезопасности - в электроустановках напряжением выше 1000 В, и имеющего группу III по электробезопасности - в электроустановках напряжением до 1000 В, либо работника, имеющего право единоличного осмотра.

Сопровождающий работник должен осуществлять контроль за безопасностью работников, допущенных в электроустановки, и предупреждать их о запрещении приближаться к токоведущим частям.

Сопровождающий работник должен осуществлять контроль за безопасностью работников, допущенных в электроустановки, и предупреждать их о запрещении приближаться к токоведущим частям.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния менее

указанных в таблице N 1, предусмотренной пунктом 3.3 Правил (далее - таблица N 1). Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок.

Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

При замыкании на землю в электроустановках напряжением 3 - 35 кВ приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м в закрытом распределительном устройстве (далее - ЗРУ) и менее 8 м в открытом распределительном устройстве (далее - ОРУ) и на ВЛ допускается только для оперативных переключений с целью ликвидации замыкания и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрозащитными средствами.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения оперативного персонала.

Отключать и включать электрические аппараты, предназначенные для коммутации электрической цепи и снятия напряжения с части электроустановки (выключатель, выключатель нагрузки, отделитель, разъединитель, автомат, рубильник, пакетный выключатель, предохранитель) (далее - коммутационные аппараты) и заземлители (заземляющие разъединители, заземляющие ножи) напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках и применением средств защиты лица от воздействия электрической дуги.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении.

Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Под напряжением и под нагрузкой допускается заменять:

- предохранители в цепях управления, электроавтоматики, блокировки, измерения, релейной защиты, контроля и сигнализации (далее - вторичные соединения или цепи);
- предохранители трансформаторов напряжения;
- предохранители пробочного типа.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться:

- в электроустановках напряжением выше 1000 В - изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток и средств защиты лица, глаз от механических воздействий и термических рисков электрической дуги;
- в электроустановках напряжением до 1000 В - изолирующими клещами, диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица, глаз от механических воздействий и термических рисков электрической дуги.

Охрана труда при эксплуатации электроустановок

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав

бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы (далее - наряд-допуск);

- по распоряжению;
- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд.

Наличие у работника определённой группы по электробезопасности является необходимым условием, позволяющим ему получить допуск к самостоятельному обслуживанию действующих электроустановок. Это требование относится также и ко всем лицам неэлектротехнического персонала, работающим в электроустановках и не попадающего под определение «электротехнический» или «электротехнологический».

Электротехнический персонал предприятия или организации подразделяется на следующие категории:

- административно-технический;
- ремонтный;
- оперативный;
- оперативно-ремонтный;
- электротехнологический персонал производственных подразделений.

К административно-техническому персоналу относят обычно специалистов и руководителей, отвечающих за организацию оперативного и технического обслуживания, проведение монтажных, ремонтных и наладочных работ в действующих электроустановках.

Оперативный персонал необходим для проведения оперативного обслуживания действующих электроустановок (проведение оперативных переключений, осмотров, подготовку места работы, допуск к работам и надзор во время проведения работ на них).

Ремонтный персонал осуществляет техническое обслуживание и различные виды ремонта электрооборудования, а также проводит его монтаж, наладку и испытание.

К оперативно-ремонтному персоналу относятся специалисты, прошедшие курс специального обучения по обслуживанию закреплённого за ними электрооборудования.

К категории электротехнологического персонала относятся работники, участвующие в технологических процессах, главной составляющей которых является электрическая энергия (электролиз, электросварка, электродуговые печи и т.п.).

Представителям электротехнического персонала каждой из перечисленных категорий после прохождения медицинского

освидетельствования, курса специального обучения и сдачи экзаменов по проверке знаний, присваивается группа по электробезопасности. Номер присваиваемой группы (от II до V) зависит от стажа работы по специальности, полученного образования, теоретических знаний и практических навыков.

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Работник, выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он является ответственным за достаточность и правильность указанных в наряде-допуске (распоряжении) мер безопасности; за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасное выполнение работ; за соответствие групп по электробезопасности работников, указанных в наряде-допуске, выполняемой работе; за проведение целевого инструктажа ответственному руководителю работ (производителю работ, наблюдающему).

Работник, выдающий разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск, является ответственным за:

- за выдачу команд по отключению и заземлению линий электропередачи (далее - ЛЭП) и оборудования, находящихся в его технологическом управлении, и получение подтверждения их выполнения, а также за самостоятельные действия по отключению и заземлению ЛЭП и оборудования, находящихся в его технологическом управлении;
- за соответствие и достаточность предусмотренных нарядом-допуском (распоряжением) мер по отключению и заземлению оборудования с учетом фактической схемы электроустановок;
- за координацию времени и места работ допущенных бригад (группа из двух человек и более), в том числе за учет бригад, а также за получение информации от всех допущенных к работам в электроустановке бригад (допускающих) о полном окончании работ и возможности включения электроустановки в работу.

Ответственный руководитель работ является ответственным за выполнение указанных в наряде-допуске мероприятий по подготовке рабочего места и их достаточность, за принимаемые им дополнительные меры безопасности, необходимые по условиям выполнения работ, за полноту и качество целевого инструктажа бригады, в том числе проводимого

допускающим и производителем работ, а также за организацию безопасного ведения работ.

Работник из числа электротехнического персонала, производящий подготовку рабочих мест и (или) оценку достаточности принятых мер по их подготовке, инструктирующий членов бригады и осуществляющий допуск к работе (далее - допускающий), является ответственным за правильность и достаточность принятых им мер безопасности по подготовке рабочих мест и соответствие их мероприятиям, указанным в наряде-допуске или распоряжении, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, а также за полноту и качество проводимого им целевого инструктажа.

Допускающие должны назначаться из числа оперативного персонала, за исключением допуска на ВЛ, КЛ, КВЛ при соблюдении условий, перечисленных в пункте 5.13 Правил. В электроустановках напряжением выше 1000 В допускающий должен иметь группу IV по электробезопасности, а в электроустановках до 1000 В - группу III по электробезопасности.

Производитель работ отвечает:

- за соответствие подготовленного рабочего места мероприятиям, необходимым при подготовке рабочих мест и отдельным указаниям наряда-допуска;

- за четкость и полноту целевого инструктажа членов бригады;

- за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений;

- за сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов (знаков безопасности), предназначенных для предупреждения человека о возможной опасности, запрещении или предписании определенных действий, а также для информации о расположении объектов, использование которых связано с исключением или снижением последствий воздействия опасных и (или) вредных производственных факторов (далее - плакаты, знаки безопасности), заземлений, запирающих устройств;

- за безопасное проведение работы и соблюдение Правил им самим и членами бригады;

- за осуществление постоянного контроля за членами бригады.

Работник из числа электротехнического персонала, осуществляющий надзор за бригадами, не имеющими права самостоятельного производства работ в электроустановках (далее - наблюдающий), отвечает:

1. за соответствие подготовленного рабочего места мероприятиям, необходимым при подготовке рабочих мест и отдельным указаниям наряда-допуска;

2. за четкость и полноту целевого инструктажа членов бригады;

3. за наличие и сохранность установленных на рабочем месте заземлений, ограждений, плакатов и знаков безопасности, запирающих устройств приводов;

4. за безопасность членов бригады в отношении поражения электрическим током электроустановки.

Наблюдающим назначается работник, имеющий группу не ниже III по электробезопасности.

Член бригады является ответственным за соблюдение требований настоящих Правил, инструкций по охране труда и инструктивных указаний, полученных при допуске к работе и во время работы.

7.3 Охрана окружающей среды

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Победный гидроузел расположен в Хабаровском крае на реке Кур.

Климат Хабаровского края — муссонный, с характерной холодной зимой и влажным жарким летом. Он создается под влиянием Азиатского континента и Тихого океана.

Климатические условия существенно изменяются с характером рельефа, близостью к морю и с севера на юг. Так, например, средняя температура января в континентальных районах колеблется от $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ — на юге, до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ — на севере; на морском побережье — от $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля на юге $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, на севере $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Максимальная зафиксированная температура воздуха $+39\text{ }^{\circ}\text{C}$, минимальная температура $-48\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Растительность в бассейне реки представлена лиственничной тайгой, в нижнем течении преобладают редколесья среди марей и сфагновых болот. Колебания уровня воды происходят медленно, что объясняется наличием болот и марей, а также задернованностью склонов.

Кур — река Азиатской части России, на Дальнем Востоке, в Хабаровском крае, в низовье течёт по границе с Еврейской АО; левая составляющая р. Тунгуски (бассейн Амура). Река несет свои воды с горного хребта Баджал. Река Кур — типично горная река.

Кур берёт начало на южных склонах хребта Мяочан на высоте около 900 м. Вместе с рекой Урми образует Тунгуску. Длина реки 434 км, площадь бассейна 13,7 тыс. км² — крупнейший по длине и площади бассейн приток Тунгуски. Основные притоки: Ярап (85 км от устья), Биракан (108 км от устья), Улика (правые) (157 км от устья), Алга (левый) (83 км от устья).

Среднемноголетний расход воды вблизи устья составляет 155 м³/с, максимальный расход 1070 м³/с, минимальный — 11 м³/с. Подъём уровня воды во время паводков не превышает 4,5 м. Мутность воды 50–150 г/м³. Минерализация воды меньше 50 мг/л.

Река Кур местами мутная, но в большей степени чистая и прозрачная.

Типы почв в Хабаровской области:

- Черноземовидные прерий (Приамурский);
- Подзолисто-буроземельные поверхностно-глееватые и глеевые;
- Горные подзолистые и кислые неоподзоленные;
- Горные бурые лесные.

В основании предполагаемого гидроузла залегают горные подзолистые, кислые неоподзоленные, бурые лесные типы почв.

В зоне предполагаемого гидроузла сейсмологическая активность составляет 6-7 баллов.

Территория Хабаровского края расположена в виде узкой полосы на восточной окраине Азии.

Преобладающая часть территории имеет горный рельеф. Равнинные пространства занимают значительно меньшую часть и простираются главным образом вдоль бассейнов рек Амура, Тугура, Уды, Амгуни.

В пределах территории выделяют зону хвойных лесов и зону смешанных хвойно-широколиственных лесов.

Скорости течения колеблются в больших пределах. Во время больших паводков на больших реках они достигают 3.0 – 4.5 м/сек., на средних – 2 – 3 м/сек., на горных водопадах – 12 – 15 м/сек.

Хабаровский муниципальный район находится на юго-западе Хабаровского края и состоит из двух разъединенных частей: правобережья реки Амур, примыкающего к городу Хабаровску, и левобережья (северная часть), охватывающего бассейны рек Кур и Урми.

Согласно данным о состоянии минерально-сырьевой базы Хабаровского края, минерально-сырьевая база Хабаровского края включает 671 месторождение полезных ископаемых по 27 видам минерального сырья. В 2011 году разрабатывались 67 месторождений золота, платиноидов, олова, каменного и бурого угля. Приоритетным направлением в структуре горнодобывающей промышленности края является ведущаяся с 1856 года добыча благородных металлов. По количеству добытых золота и платиноидов Хабаровский край занимает четвертое место в России.

В крае 403 месторождения твердых полезных ископаемых - уголь каменный и бурый, железо, олово, медь, вольфрам, уран, золото и серебро коренные, золото россыпное и другие.

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Победного гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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.

Победная ГЭС будет оказывать влияние на окружающую среду в виде изменения следующих показателей:

1. Повышение влажности;
2. Изменения ветрового режима в прибрежной зоне;
3. Изменение температурного и ледяного режимов водостока.

Вышеперечисленное приводит к изменению природных условий в районе гидроузла, что сказывается на хозяйственной деятельности населения и жизни животных.

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 реки Кур в нижнем бьефе Победного гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО – 2014 82220101215 (ред. от 16.08.2016):

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

где N- объем бетонных работ, м³;

q- удельный норматив образования;

ρ- плотность бетона, т/м³.

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho = \frac{85180 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 3833,1 \text{ т}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 46101001205 (ред. от 16.08.2016):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{140 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2,8 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N- количество арматуры, т;

q- удельный норматив образования, %;

ρ- удельный вес арматуры, т/м³;

Таким образом в результате строительства будет образовано 3833,1 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,8 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон.

7.3.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Победного гидроузла 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 5 км от ГЭС планируется строительство населенного пункта, 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 требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Кур от сбросов Победной ГЭС ниже по течению реки.

7.3.5 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Санитарно-гигиеническая оценка природных условий приобретает особое значение в тех случаях, когда в освоение вовлекается значительная по площади территория, мозаичная и контрастная в ландшафтном отношении, т.е. неоднородная по условиям естественного самоочищения природных комплексов от загрязнения. Оценка потенциала "самоочищения" территориальных систем заключается в сравнении их между собой по параметрам тех процессов, которые в природе обеспечивают механическое рассеивание примесей, их химическое и физическое превращение.

Природные условия рассеивания и превращения веществ в приземном слое атмосферного воздуха подлежат первоочередной оценке, поскольку наибольший ущерб природе и здоровью населения наносит загрязнение атмосферы.

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной технике с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение различных этапов, которые охватывают большой спектр разнообразных работ, начиная созданием котлована и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	70	70	70	70	70
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	23200	23200	23200	23200	23200
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	116	116	116	116	116
Объем реализации электроэнергии за год	МВт·ч	23084	23084	23084	23084	23084
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1206	1235	1262	1289	1318
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	27,8	28,5	29,1	29,8	30,4
НДС к выручке	млн.руб	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6

Делаем вывод, что при установившемся объеме реализации электроэнергии, выручка продолжает расти, потому что уменьшаются затраты на капитальные вложения, также повышается тариф на электроэнергию. Значит, данный проект с каждым годом все быстрее окупается и подтверждает свою рентабельность.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. Текущие расходы посчитаны с учётом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унифицирования исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозов на среднесрочный и долгосрочный этап жизни проекта компании ОАО «РусГидро», а также всем дочерним организациям и зависимыми организациями ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчётов в рамках формирования прогнозных документов.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, так как характеризуют величину затрат на единицу продукции.

В нашем случае текущие затраты включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, и т.д.) ГЭС определяем на 1 МВт установленной мощности. Сведем их в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	26,67
Прочие	274,0	28,64
Итоги по ГЭС		55,31

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

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта, год	Величина, %
От 1 до 5	0,12
От 6 до 15	0,17
От 16 до 25	0,3

Учитываются услуги регулирующих организаций, исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро», а также текущие затраты по гидроузлу. Данные представлены в таблице 8.4 и 8.5.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38	14,15
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 , тыс.руб/МВт·ч	0,995
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,29
Итого		15,43

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб	19,4	34,8	34,8	38,9	38,9
Расходы на страхование, млн.руб	9,5	15,2	15,1	18,3	18,0
Эксплуатационные затраты, млн.руб	12,3	55,3	55,3	55,3	55,3
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб	1,2	1,9	2,7	3,2	3,2
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб	3,3	15,4	15,4	15,4	15,4
Налог на воду, млн.руб	0,4	4,1	4,4	4,4	4,4
Итого, млн.руб	46,1	126,7	127,8	135,5	135,1

Значительное повышение затрат по гидроузлу за первый год исследуемого периода можно объяснить увеличением расходов на эксплуатационные нужды, так как увеличивается количество оборудования.

В дальнейшие четыре года расходы увеличивается за счет страхования и ремонта производственных фондов, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал).

Текущие затраты за рассматриваемый период представлены на рисунке 8.1.

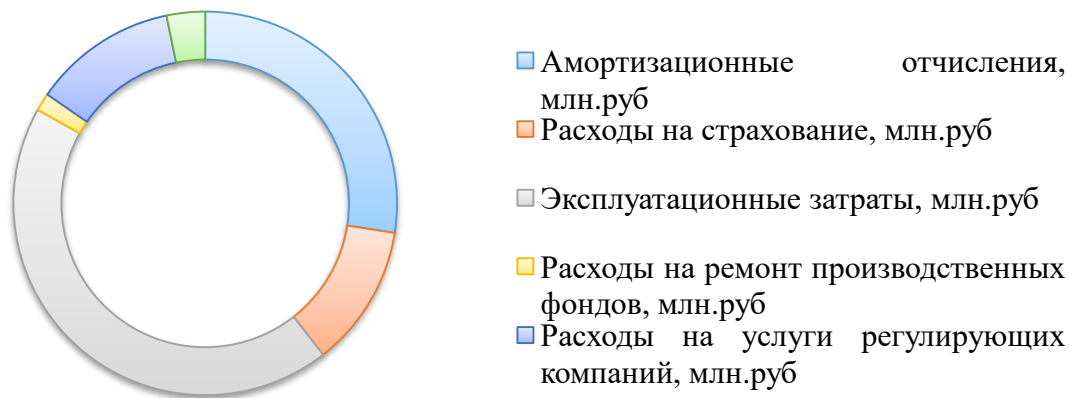


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы показывают отток денежных средств после строительства Победной ГЭС. Налогообложение является важным средством наполнения бюджета края и страны и осуществляется в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб	151,8	154,3	158,3	163,9	169,3
НДС, млн.руб	61,5	116,1	201,1	203,6	192,4
Взносы в социальные фонды, млн.руб	32,2	32,2	32,2	31,0	29,3
Налог на имущество, млн.руб	34,2	40,7	41,4	40,6	41,2
Итого, млн.руб	279,7	343,3	433,0	439,1	432,2

С ростом дохода проекта пропорционально увеличиваются налоги, отчисляемые государству.

8.4 Оценка прибыли

Прибыль, является конечным результатом от реализации электроэнергии генерирующей компании. В конечном итоге она представляет собой разницу между ценой продукции и себестоимостью. Годовая прибыль в первые годы эксплуатации приведена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млрд.руб	0,937	0,96	0,982	1,002	1,025
Текущие расходы, млрд.руб	0,127	0,128	0,136	0,135	0,135
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млрд.руб	0,738	0,76	0,772	0,793	0,822
Скорректированный налог на прибыль, млрд.руб	0,059	0,152	0,154	0,158	0,164
НОРАТ (чистая прибыль), млрд.руб	0,668	0,608	0,617	0,635	0,658
Ставка налога на прибыль, %	20,00				

Для наглядности на рисунке 8.2 представлен график чистой прибыли с начала строительства. Из которого видно, что после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата в 2025 году наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод мощностей увеличивает темп роста прибыли.

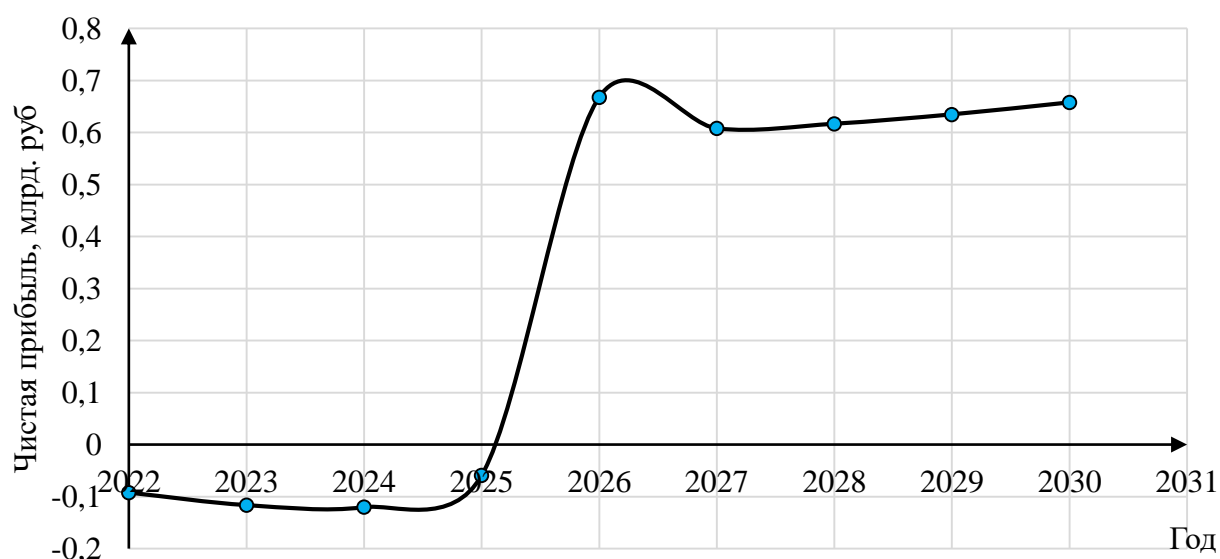


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными строительными, бетонными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность растёт объём продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощностью согласно сценарным условиям РусГидро.

8.5 Анализ денежных потоков

На рисунке 8.3 представлен график Cash-Flow.

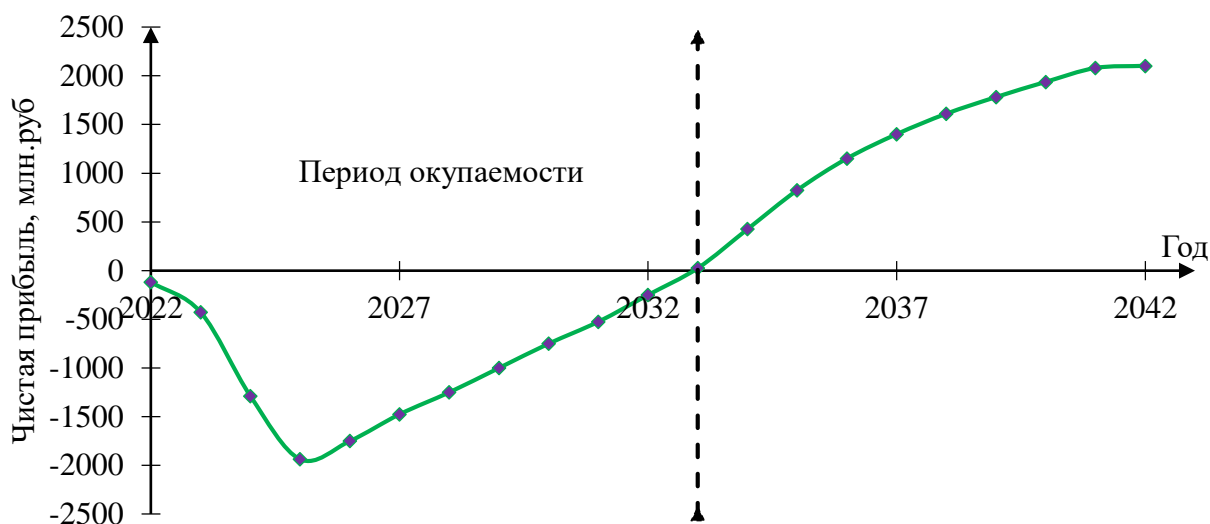


Рисунок 8.3 – График Cash-Flow

В начальный период строительства график имеет отрицательные значения, это связано с высокими капиталовложениями. Из графика видно, что период окупаемости составит приблизительно 11,5 лет.

8.6 Оценка инвестиционного проекта

Главная цель инвестиционного проекта заключается в целесообразности реализации проекта с точки зрения заказчика. (Выдержка из Приложения к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

Целью оценки определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход (NPV);
2. Индекс прибыльности (PI);
3. Срок окупаемости (PP).

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20/113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на

стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

с) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования Победной ГЭС составляет 20 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 квартал 2022 года. Геополитические изменения, начиная с 24 февраля 2022 года в проекте не учитываются.

3) Предполагается что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

8.7 Коммерческая эффективность

Коммерческая эффективность отражена в показателях, представленных в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта Победной ГЭС на реке Кур

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	139
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	285,55
Индекс прибыльности – PI, руб	1,11
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,90
Себестоимость эл. энергии, руб/кВт·ч	0,31
Удельные капиталовложения, руб/кВт	79267,4

Индекс прибыльности PI больше нуля, себестоимость электроэнергии приемлемая. Следовательно, проект можно рассматривать, как экономически удачный и целесообразный.

8.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности, отражают влияние результатов проекта на доходы федерального и регионального бюджета. Доходная часть

бюджетов разных уровней формируется за счёт налоговых отчислений, которые представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб	27,64	30,61	91,46	245,52	302,59
В региональный бюджет, млн.руб	6,32	13,29	36,32	34,19	40,69
Налоговые поступления, млн.руб	33,96	43,9	127,78	279,71	343,28

Рост налоговых отчислений обоснован вводом новых мощностей и увеличением продажи электроэнергии и мощности. Чем больше продаем мощности, тем гораздо больший платим налог.

8.9 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков, является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проводится анализ чувствительности величины индекса доходности (PI) от:

- 1) Цены сбыта. График представлен на рисунке 8.4;
- 2) Ставки дисконтирования. График представлен на рисунке 8.5;
- 3) Объема сбыта. График представлен на рисунке 8.6.

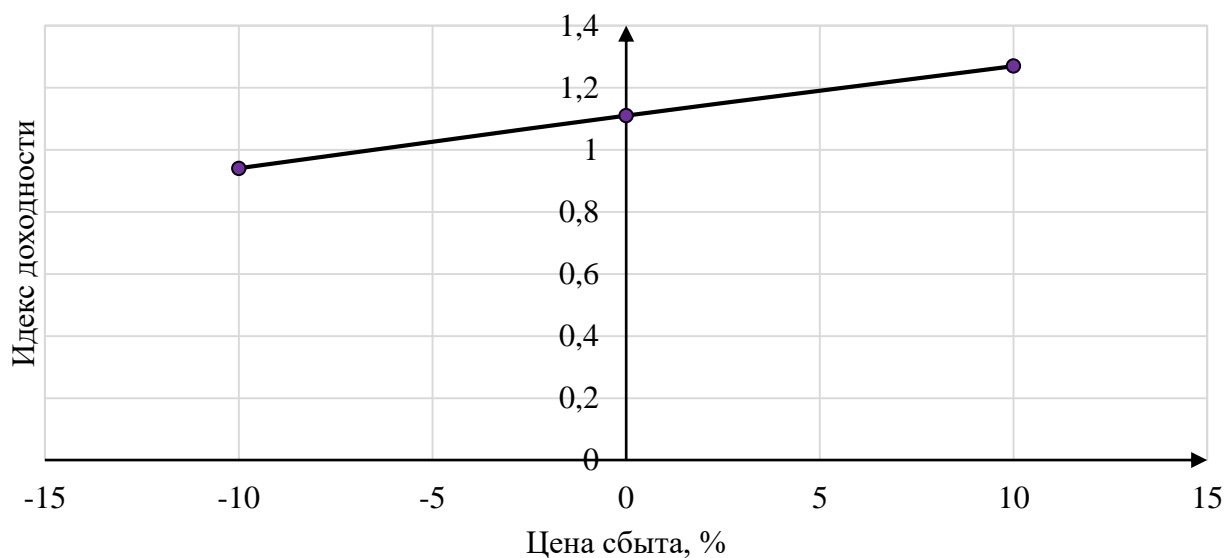


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

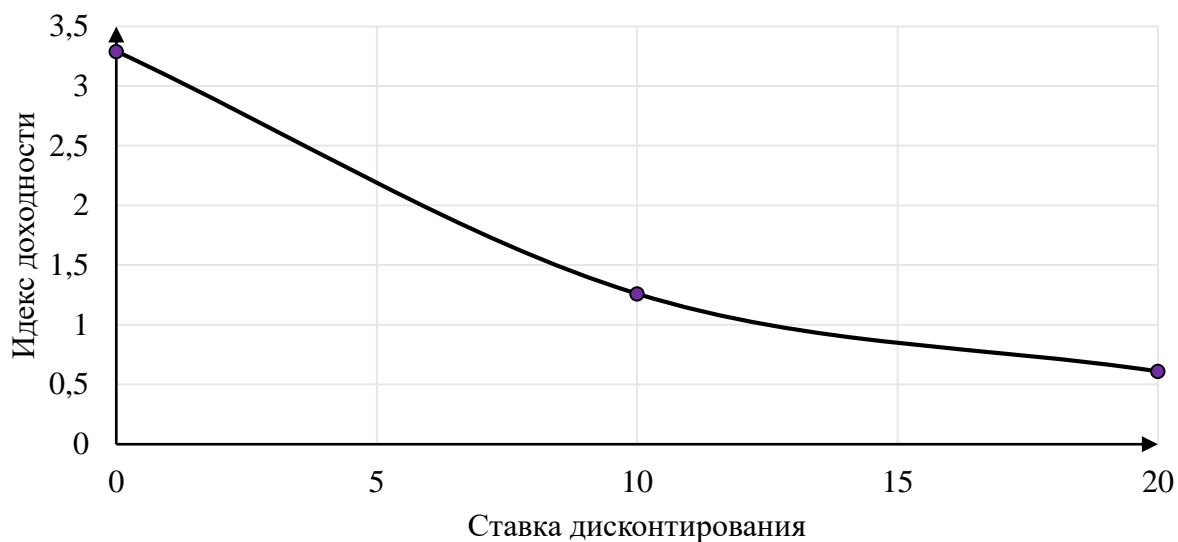


Рисунок 8.5 – PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из графика видим, чем больше обесцениваются деньги, тем меньше становится прибыль.

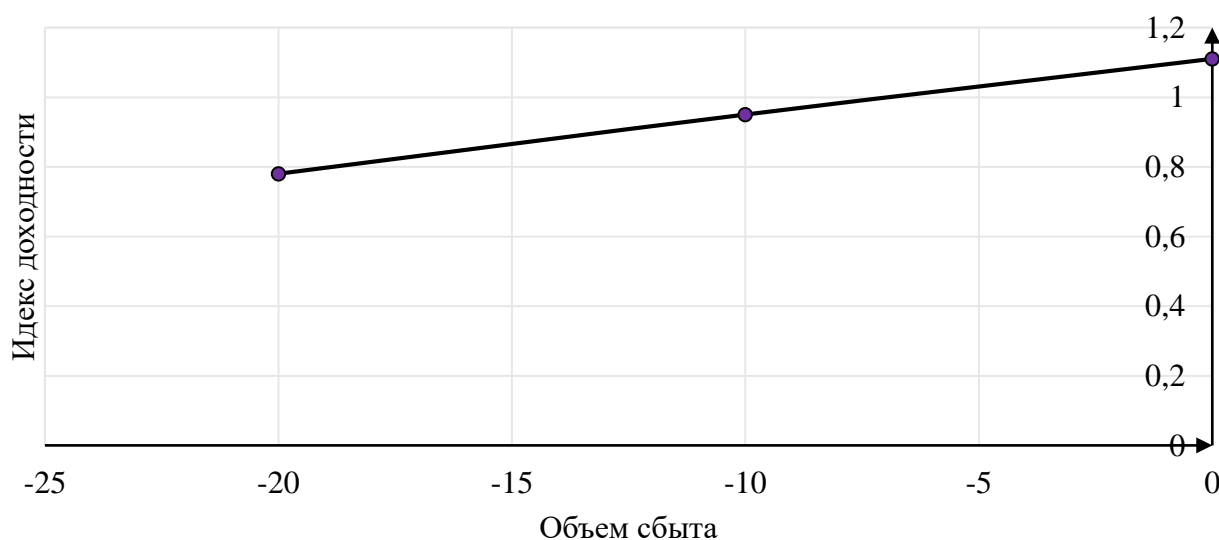


Рисунок 8.6 – PI в зависимости от изменения объема сбыта

Анализируя приведенные графики можно вывести следующие закономерности:

- Увеличение индекса доходности приводит к увеличению цены сбыта;
- Увеличение индекса доходности приводит к снижению ставки дисконтирования;
- Увеличение индекса доходности приводит к увеличению объема сбыта;
- Наибольшее влияние на индекс доходности оказывает ставка дисконтирования и цена сбыта продукции.

9 Схемы собственных нужд ГЭС, достоинства и недостатки. Защита оборудования собственных нужд

9.1 Собственные нужды гидроэлектростанции

На гидроэлектростанции электрическая энергия расходуется на охлаждение: генераторов и трансформаторов. Также электрическая энергия нужна для управления всем оборудованием, зимой на обогрев здания ГЭС, гидротехнического оборудования, и не только.

На станциях, которые имеют малую или среднюю мощность потребление собственных нужд (СН) составляет 0,5%, у более мощных менее 0,2%.

Генераторы и электроэнергетическая система являются основными источниками электроэнергии для СН ГЭС.

Электроприемники электрических станций и подстанций имеют кардинальное различие в режимах и структуре. Например, сочетание комплексного оборудования СН по надежности обеспечивает безаварийную работу подстанции. Многообразие существующих электроприемников дает много возможностей для решения проблем энергосбережения, а также повышения энергетической эффективности.

Для каждого проекта подсчет нагрузок собственных нужд ГЭС уникален, так как эти нагрузки зависят от типа самой электростанции и от установленной мощности агрегатов.

Потребителей собственных нужд на ГЭС делят следующим образом:

- агрегатные;
- общестанционные.

Агрегатные обеспечивают пуск остановку и нормальную работу гидроагрегатов и связанных с ними (при блочных схемах) повышающих силовых трансформаторов. К ним относятся:

- масляные насосы системы регулирования гидротурбины;
- воздушная система для торможения и МНУ гидроагрегата;
- насосы и вентиляторы охлаждения силовых трансформаторов;
- масляные и водяные насосы системы смазки агрегата;
- насосы непосредственного водяного охлаждения гидрогенераторов;
- насосы откачки воды с крышки турбины.

Электроснабжение агрегатных нужд осуществляется на напряжении 6/0,4 кВ. Щиты 0,4 кВ получают питание от индивидуальных трансформаторов, подключенных к генератору энергоблока.

К общестанционным нуждам относят, например, насосы, предназначенные для откачки воды из спиральных камер и отсасывающих труб, для технического водоснабжения, также насосы, служащие для пожаротушения, сеть освещения гидроузла, вентиляционные установки, краны, подъемные механизмы затворов.

На мощных ГЭС с достаточно большим числом агрегатов и относительно большой мощности энергоснабжение агрегатных и общих станционных приемников от общей сети нерентабельно и нерационально. В данном случае

получили широкое применение двухступенчатые схемы – с двумя ступенями напряжения, на 6/10 кВ - для мощных приёмников и местной нагрузки. Трансформаторы, которые предназначаются в качестве источников энергии для двигателей системы СН ГЭС, обладают малой мощностью. Рационально применять трансформаторы безмаслянные, имеющие сухую изоляцию. Они имеют присоединение к токопроводам гидрогенераторов на участках между генераторами и генераторными выключателями. Для их резервирования имеются два трансформатора аналогичной мощности, имеющие присоединение к сборным шинам распределительного устройства на 6-10 кВ.

Для питания электроприёмников общего станционного назначения и местной нагрузки имеются два трансформатора с напряжением на вторичной обмотке 6 - 10 кВ, которые присоединяются к блочным агрегатам на участках между генераторным выключателем и повышающим трансформатором. Если на объекте имеются укрупнённые блоки, данные трансформаторы присоединяются к сборкам генераторов. Мощность каждого из трансформаторов выбирают достаточной для обеспечения всей присоединенной нагрузки. Сборные шины 6-10 кВ секционируют через выключатели или разъединители.

На большинстве станций для резервирования системы собственных нужд имеются линии, связывающие ГЭС с одной из подстанций, имеющих близкое расположение.

К примеру трансформатор агрегатных СН на Саяно-Шушенской ГЭС подключен между генератором и его выключателем. Трансформатор подключается к системе шин РУ СН 6 кВ. Для пуска и остановки гидрогенератора используют резервный трансформатор агрегатных собственных нужд, это сделано для бесперебойной работы трансформаторов электроснабжения СН. В это время агрегатные и общестанционные нагрузки собственных нужд питаются вместе от РУСН-6кВ.

Распределение электроэнергии по типам потребителей показано на рисунке 9.1.

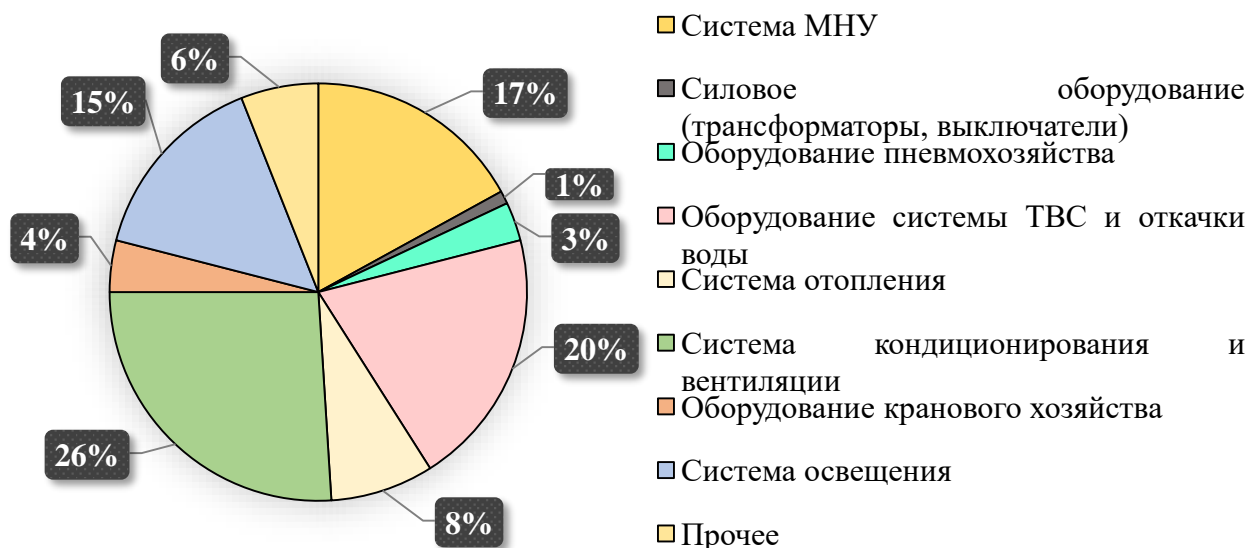


Рисунок 9.1 – Диаграмма распределения электроэнергии по типам потребителей

9.2 Ответственные потребители

Некоторые потребители являются ответственными. Ведь нарушение их электроснабжения может привести к выходу из строя или отключению гидроагрегата, из этого следует уменьшение выработки, разрушение ГТС. Перечислим некоторые из них: система регулирования, маслонапорная установка, компрессорные установки высокого и низкого давления, охлаждение трансформаторов, насосы откачки воды из отсасывающих труб, пожарные насосы, системы питания аварийно-ремонтных затворов и другое. Данные потребители всегда должны быть обеспечены надежным питанием от двух независимых друг от друга источников.

На время остановки всех агрегатов допускается питание СН от одного источника с использованием второго резервного источника генератора, обеспечивающего при запуске автоматическую подачу напряжения в СН.

Приёмники СН ГЭС можно классифицировать на агрегатные, обслуживающие ГА и расположенные вблизи них, и общие станционного назначения, расположенные по всей территории гидроэлектростанции. Следует также сказать о том, что бывают случаи, когда распределительные устройства системы СН ГЭС, не относящиеся напрямую к станции, расположены рядом с ней, посёлок для персонала и т.д.

Насосы системы регулирования, насосы для смазки ГТ, насосы систем технического водоснабжения станции (ТВС), насосы и вентиляционные устройства системы охлаждения гидрогенераторов и ТСН, вспомогательные устройства системы возбуждения гидрогенераторов и пожарные насосы являются наиболее преобладающими и ответственными электропотребителями, которым необходима бесперебойная подача энергии.

Примерное допустимое время перерыва в питании ответственных двигателей и вспомогательных машин, а также дополнительных устройств

может составлять от нескольких долей секунды (вспомогательные устройства системы возбуждения гидрогенераторов, водяная смазка подшипников и подпятника) до нескольких минут (масляные насосы систем регулирования гидротурбины). Вследствие этого, электроприёмники собственных нужд гидроэлектростанции, кроме АСУ ТП, РЗА, телеметрии и связи – разрешают кратковременный перерыв в электроснабжении за время действия АВР.

Отличительной особенностью ГЭС является упрощенная по сравнению с другими станциями СН. Однако в отличие от тепловой электрической станции (ТЭС), где установлены паротурбинные агрегаты, система собственных нужд ГЭС не нуждается в электроснабжении во время останова машины при кратковременном внезапном отключении, в следствие того, что МНУ может обеспечить профицитный энергетический запас для закрытия направляющего аппарата и осуществления останова гидроагрегата. Электрические машины на гидроэлектростанции не требуют регулировки производительности. Для привода рабочих машин на ГЭС используются строго асинхронные двигатели. В противовес с ТЭС, где основная нагрузка системы собственных нужд сосредотачивается на электродвигателях большой мощности, на ГЭС применяются в большинстве случаев электродвигатели малой мощности, которые рационально присоединять к сети до 1000 В. Аналогично с ТЭС, главными источниками энергии для системы собственных нужд гидроэлектростанции являются гидрогенераторы, а также электрическая система. Необходимо также упомянуть о том, что на ГЭС имеют важное значение аккумуляторные батареи – их используют в качестве автономных источников электроэнергии для снабжения системы управления, релейной защиты, автоматики и связи.

9.3 Особенности схем исполнения

9.3.1 Схемы собственных нужд переменного тока ГЭС

Схемы собственных нужд переменного тока ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Электрическая схема собственных нужд может выполняться либо с одним напряжением - 0,4 кВ, либо с двумя напряжениями - 0,4 и 6(10) кВ. Необходимость напряжения 6(10) кВ определяется общей величиной и единичной мощностью потребителей СН, наличием электроприемников на напряжение 6(10) кВ, удаленностью потребителей и их структурой. Как правило, вариант с двумя напряжениями является предпочтительным, использование одного напряжения 0,4 кВ допустимо только для ГЭС небольшой мощности.

Выбор напряжения 6 или 10 кВ определяется с учетом наличия того или иного напряжения электроприемников СН на станции, а также с учетом принятого напряжения в местной энергосистеме. При прочих равных условиях предпочтение следует отдавать напряжению 10 кВ.

Распределительные устройства СН 6(10) и 0,4 кВ выполняются с одной системой сборных шин. Сборные шины распределительных устройств СН всех напряжений выполняются двухсекционными. Каждая из секций присоединяется к отдельному источнику питания, которые, таким образом, являются взаиморезервирующими. На секционном выключателе, как правило, предусматривается устройство АВР.

Распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6(10) кВ производится с помощью комплектных распределительных устройств (КРУ), располагаемых в незатапливаемой части ГЭС. КРУ, как правило, выполняется с одной секционированной секции шин через выключатель с устройством АВР. Каждая секция питается от независимого источника питания. При одном КРУ 6(10) кВ на ГЭС секционирование целесообразно выполнять двумя выключателями, а секции размещать в отдельных помещениях. Выбор способа заземления нейтрали в сети 6(10) кВ определяется проектом.

Распределение электроэнергии на напряжении 0,4 кВ организуется с помощью комплектных трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ (КТП СН), располагаемых в незатапливаемой части ГЭС. Понижающие трансформаторы КТП подключаются к различным секциям КРУ 6(10) кВ или к другим независимым источникам питания. Распределительные устройства 0,4 кВ указанных КТП СН выполняются секционированными с АВР или без него. Питание электроприемников 0,4 кВ осуществляется или непосредственно от КТП СН, или от вторичных распределительных устройств 0,4 кВ (сборки, шкафы и др.) в зависимости от мощности электроприемников и требований к надежности их питания. Сеть 0,4 кВ выполняется с глухозаземленной нейтралью.

9.3.2 Схемы собственных нужд постоянного тока ГЭС

Аккумуляторные батареи должны подключаться к щиту постоянного тока. На щите предусматриваются две секции шин, соединяемые секционным рубильником. При наличии двух аккумуляторных батарей каждая из них с помощью селективных автоматических выключателей присоединяется к одной из секций шин щита постоянного тока. К каждой из секций также подключаются зарядно-подзарядные устройства. При наличии одной аккумуляторной батареи, она подключается через развилку из двух селективных автоматических выключателей, включаемых каждый на свою секцию шин щита постоянного тока, а зарядно-подзарядные устройства (которых, как правило, два) - к каждой из секций щита. К этим же секциям подключаются линии, отходящие к потребителям постоянного тока.

9.4 Требования к оборудованию собственных нужд постоянного тока

9.4.1 Аккумуляторные батареи

При эксплуатации аккумуляторных установок должны быть обеспечены их длительная надежная работа и необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока в нормальных и аварийных режимах.

При приемке, вновь смонтированной или вышедшей из капитального ремонта аккумуляторной батареи должны быть проверены: емкость батареи током 10-часового разряда, качество заливаемого электролита, напряжение элементов в конце заряда и разряда и сопротивление изоляции батареи относительно земли. Батареи должны вводиться в эксплуатацию после достижения ими 100 % номинальной емкости.

Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда. Для батарей типа СК напряжение подзаряда должно составлять $2,2 \pm 0,05$ В на элемент, для батарей типа СН-2, $1,8 \pm 0,04$ В на элемент.

Подзарядная установка должна обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах батареи с отклонениями, не превышающими 2 % номинального напряжения.

Дополнительные элементы батареи, постоянно не используемые в работе, должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда.

После аварийного разряда батареи на электростанции последующий ее заряд до емкости, равной 90 % номинальной, должен быть осуществлен не более чем за 8 ч. При этом напряжение на аккумуляторах может достигать 2,5 - 2,7 В на элемент.

При применении выпрямительных устройств для подзаряда и заряда аккумуляторных батарей цепи переменного и постоянного тока должны быть связаны через разделительный трансформатор. Выпрямительные устройства должны быть оборудованы устройствами сигнализации об отключении.

Коэффициент пульсации на шинах постоянного тока не должен превышать допустимых значений по условиям питания устройств РЗА.

Анализ электролита кислотной аккумуляторной батареи должен проводиться ежегодно по пробам, взятым из контрольных элементов. Количество контрольных элементов должно быть установлено техническим руководителем энергообъекта в зависимости от состояния батареи, но не менее 10 %. Контрольные элементы должны ежегодно меняться. При контрольном разряде пробы электролита должны отбираться в конце разряда.

Для доливки должна применяться дистиллированная вода, проверенная на отсутствие хлора и железа.

Допускается использование парового конденсата, удовлетворяющего требованиям государственного стандарта на дистиллированную воду.

Для уменьшения испарения баки аккумуляторных батарей типов С и СК должны накрываться пластинами из стекла или другого изоляционного

материала, не вступающего в реакцию с электролитом. Использование масла для этой цели запрещается.

Температура в помещении аккумуляторной батареи должна поддерживаться не ниже 10 °С; на подстанциях без постоянного дежурства персонала и в случаях, если емкость батареи выбрана и рассчитана с учетом понижения температуры, допускается понижение температуры до 5 °С.

На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть надписи: "Аккумуляторная", "Огнеопасно", "Запрещается курить" или вывешены соответствующие знаки безопасности о запрещении пользоваться открытым огнем и курить.

Осмотр аккумуляторных батарей должен производиться по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

Измерения напряжения, плотности и температуры электролита каждого элемента должны выполняться не реже 1 раза в месяц.

Обслуживание аккумуляторных установок на электростанциях и подстанциях должно быть возложено на аккумуляторщика или специально обученного электромонтера (с совмещением профессии). На каждой аккумуляторной установке должен быть журнал для записи данных осмотров и объемов проведенных работ.

Персонал, обслуживающий аккумуляторную установку, должен быть обеспечен: приборами для контроля напряжения отдельных элементов батареи, плотности и температуры электролита; специальной одеждой и специальным инвентарем согласно типовой инструкции.

Ремонт аккумуляторной установки и батареи должен производиться по мере необходимости.

Аккумуляторные батареи должны приниматься закрытого типа или герметизированные.

Срок службы аккумуляторов должен быть не менее 20 лет.

Емкость аккумуляторной батареи должна выбираться по длительной нагрузке и по нагрузке аварийного разряда, которая в условиях ГЭС принимается в течение 30 минут. Эта емкость должна быть проверена по уровню напряжения на наиболее удаленных от аккумуляторной батареи шинах постоянного тока при совпадении суммарной толчковой нагрузки (сумма токов приводов, одновременно отключаемых или включаемых выключателей) и длительной нагрузки в конце получасового аварийного разряда. Величина этого напряжения должна быть не менее 90% номинального напряжения сети постоянного тока.

Допустимый уровень напряжения на шинах аккумуляторной батареи во всех режимах должен составлять 198-242 В.

9.4.2 Щиты постоянного тока

В качестве аппаратуры первичной и вторичной коммутации должны применяться современные выключатели и средства управления.

На каждой секции щита постоянного тока должно быть предусмотрено современное устройство контроля изоляции, имеющее цифровой выход в АСУТП верхнего уровня. На отходящих линиях щита постоянного тока должны быть предусмотрены устройства автоматического обнаружения замыкания на землю. Контроль напряжений на шинах секций щита постоянного тока, контроль тока заряда и подзаряда аккумуляторных батарей должен быть выполнен на современных цифровых приборах, имеющих выход в АСУТП верхнего уровня. Щит постоянного тока собирается, как правило, из отдельных панелей с задней дверью. В верхней части панелей располагаются секции шин. Аппаратура первичной коммутации располагается на фасадной стороне панелей. Аппаратура первичной коммутации должна быть устойчивой к коротким замыканиям в сети постоянного тока.

Аппаратура вторичной коммутации располагается на боковых стенах панелей. Соединение панелей между собой осуществляется с помощью болтовых соединений.

Срок службы панелей должен быть не менее 25 лет при условии замены аппаратов, срок службы которых менее 25 лет.

Щит должен быть предназначен для работы без постоянного обслуживающего персонала.

Щит должен быть ремонтнопригоден, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП).

9.4.3 Освещение

Рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории должно обеспечивать освещенность согласно ведомственным нормам и "Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий".

Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения знаками или окраской. Светоотражение дымовых труб и других высоких сооружений должно соответствовать "Правилам маркировки и светоотражения высотных препятствий".

В помещениях главного, центрального и блочного щитов управления электростанций и подстанций, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения должны обеспечивать на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 Лк (Освещённость измеряется в люксах (Лк). Единица измерения светового потока — люмен (Лм). Один люкс — это освещённость, при которой на поверхность площадью один квадратный метр падает световой поток равный одному люмену); одна-две лампы должны быть присоединены к шинам постоянного тока через предохранители или автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение должно обеспечивать в помещениях и проходах освещенность не менее 30 Лк.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме должно питаться от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на электростанциях и подстанциях и на диспетчерских пунктах аварийное освещение должно автоматически переключаться на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания.

Присоединение к сети аварийного освещения других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению, запрещается.

Сеть аварийного освещения не должна иметь штепсельных розеток.

Светильники эвакуационного освещения должны быть присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения оно должно переключаться на аккумуляторную батарею или дизель-генераторную установку.

Переносные ручные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током - не выше 12 В.

Вилки 12 - 42 В не должны подходить к розеткам 127 и 220 В. Розетки должны иметь надписи с указанием напряжения.

Установка ламп мощностью больше допустимой для данного типа светильников запрещается. Снятие рассеивателей светильников, экранирующих и защитных решеток запрещается.

Сети внутреннего, наружного, а также охранного освещения электростанций и подстанций должны иметь питание по отдельным линиям.

Управление сетью наружного рабочего освещения, кроме сети освещения склада топлива и удаленных объектов электростанций, а также управление сетью охранного освещения должно осуществляться из помещения главного или центрального щита управления.

Сеть освещения электростанций должна получать питание через стабилизаторы или от отдельных трансформаторов, обеспечивающих возможность поддержания напряжения освещения в необходимых пределах.

Напряжение на лампах должно быть не выше номинального. Понижение напряжения у наиболее удаленных ламп сети внутреннего рабочего освещения, а также прожекторных установок должно быть не более 5 % номинального напряжения; у наиболее удаленных ламп сети наружного и аварийного освещения и в сети 12 - 42 В - не более 10 % (для люминесцентных ламп - не более 7,5 %).

В коридорах распределительных устройств, имеющих два выхода, и в проходных туннелях освещение должно быть выполнено с двусторонним управлением.

На щитах и сборках осветительной сети на всех выключателях (рубильниках, автоматах) должны быть надписи с наименованием присоединения, а на предохранителях - с указанием значения тока плавкой вставки.

У дежурного персонала должны быть схемы сети освещения и запас плавких калиброванных вставок и ламп всех напряжений осветительной сети.

Дежурный и оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения должен быть снабжен переносными электрическими фонарями.

Очистку светильников, замену ламп и плавких вставок, ремонт и осмотр осветительной сети на электростанциях должен производить персонал электроцеха. В помещениях с мостовыми кранами допускается их использование для обслуживания светильников с соблюдением мер безопасности.

Очистка светильников и замена перегоревших ламп может выполняться обученным персоналом технологических цехов энергообъектов, имеющих группу по электробезопасности не ниже II, с помощью устройств, обеспечивающих удобный и безопасный доступ к светильникам.

Периодичность очистки должна быть установлена с учетом местных условий.

Осмотр и проверка осветительной сети должны производиться в следующие сроки:

- проверка действия автомата аварийного освещения - не реже 1 раза в месяц в дневное время;
- проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения - 2 раза в год;
- измерение освещенности рабочих мест - при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости;
- испытание изоляции стационарных трансформаторов 12 - 42 В - 1 раз в год; переносных трансформаторов и светильников 12 - 42 В - 2 раза в год.

Обнаруженные при проверке и осмотре дефекты должны быть устранены в кратчайший срок.

Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного, эвакуационного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции должны производиться при пуске в эксплуатацию, а в дальнейшем - по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

9.4.4 Виды ламп

Все современные лампы можно классифицировать по способу получения светового потока:

1) Лампа накаливания. Такой тип ламп появился первым и используется по сей день. Достоинством этого типа ламп освещения является невысокая стоимость. К недостаткам можно отнести неприятный для глаз желтый свет; высокое энергопотребление (самая слабая лампа на 220В потребляет 40Вт в час); быстрый выход из строя, обусловленный тем, что источником светового излучения является спираль, горящая в вакууме. Лампы накаливания не должны подвергаться встряске и перегорают при перепадах напряжения в сети.

2) Галогенные лампы. Похожи на лампы накаливания: стеклянная колба, в которую помещена вольфрамовая спираль, наполнена инертным газом с примесями йода и брома, а также повышающих температуру горения нити

накаливания и уменьшающие скорость испарения вольфрама. Имеют преимущество – увеличен срок эксплуатации. Недостатком является быстрый нагрев. Энергопотребление галогенных ламп не отличается от энергопотребления ламп накаливания. Этот вид ламп накаливания так же, как и первый, не позволит сэкономить энергию.

3) Люминесцентные лампы. К этому виду электрических ламп относятся энергосберегающие лампы, которые позволяют снизить электропотребление примерно в пять раз. По свечению такую лампу мощностью, к примеру, 25Вт, можно сравнить с лампой накаливания, потребляющей 125Вт. Но энергосберегающие лампы очень плохо работают при отрицательных температурах, долго разогреваются, чтобы выйти на максимальный уровень светового излучения, не переносят частых включений и выключений, внутри нее закачан вредный для человека газ, содержащий пары ртути. Кроме того, все виды энергосберегающих люминесцентных ламп стоят достаточно дорого – как минимум раза в два дороже, чем обычная лампа накаливания.

4) Светодиодные лампы. Являются наиболее выгодными в плане экономии электроэнергии.

Светодиодный светильник не содержит деталей, требующих замены и не требует обслуживания в течение всего срока службы и отличается высокой ремонтопригодностью. Кроме того, светодиодный светильник не содержит ртути и не требует специальной утилизации.

Светильник работает в диапазоне рабочего напряжения $20\div 60\text{В}$ переменного тока и $20\div 90\text{В}$ постоянного тока, при температуре окружающей среды от -60°C до $+60^{\circ}\text{C}$ и относительной влажности воздуха до 90% при 25°C .

9.5 Стабилизация напряжения

Существующие особо ответственные потребители, сети с пониженным напряжением требуют автоматического поддержания уровня питающего напряжения в строго определенных границах.

Перегруженность или недогруженность одной из фаз вследствие неравномерного распределения нагрузки по фазам, плохая изоляция, а также пуск двигателей приводят к повышению или уменьшению напряжения на других фазах. В этих случаях происходит выход из строя приводов электродвигателей вспомогательного оборудования, а также сети освещения. Лампы перегорают в момент подачи напряжения после его кратковременного отключения, возникают индуктивные токи, еще больше увеличивающие напряжение, в следствие чего лампы перегорают.

Проблему качества поставляемой электроэнергии, соблюдение необходимых параметров выходного напряжения эффективнее всего, по сравнению с другими средствами, могут решить сетевые стабилизаторы. Возможно применение стабилизаторов напряжения три однофазных на каждую фазу или один трехфазный. Устанавливая стабилизатор напряжения можно защитить оборудование.

При этом желательно, чтобы выходное напряжение менялось плавно, а не скачкообразно или ступенчато, иначе лампы будут мерцать. Кроме того, стабилизатор должен иметь функцию плавного пуска.

9.5.1 Типы стабилизаторов напряжения

Примененные технические решения позволяют классифицировать стабилизаторы по основным типам:

- релейные;
- сервоприводные (электромеханические);
- феррорезонансные;
- электронные.

При подборе стабилизатора надо учитывать их основные характеристики. Важны скорость реакции на колебания напряжения на входе, возможность плавного изменения или ступенчатая регулировка напряжения на входе, расчетный срок эксплуатации до возможного отказа и стоимость оборудования.

1) Релейные стабилизаторы

Релейные или ступенчатые стабилизаторы считаются самыми распространенными, что связано с низкой стоимостью устройств. Включают в себя автотрансформатор и силовые реле. В принцип действия заложена ступенчатая регулировка напряжения подключением определенного отвода от автотрансформатора: обмотки на трансформаторе переключаются при помощи силового реле, которое срабатывает в автоматическом режиме.

Этот тип стабилизаторов не способен обеспечить высокой точности регулирования выходного напряжения. Повысить уровень качества стабилизации возможно только за счет усложнения конструкции автотрансформатора, но соответственно вырастет и цена оборудования.

Данный тип стабилизаторов целесообразно использовать с приборами малой мощности.

Основными недостатками данного типа стабилизаторов считается ступенчатое изменение напряжения (не плавное), искажение синусоиды и ограниченная мощность на выходе.

2) Сервоприводные стабилизаторы

Обеспечивают плавную регулировку выходного напряжения по принципу работы реостата. В конструкцию включен электропривод, передвигающий подвижные контакты в виде ролика или щетки электродвигателя по обмотке автотрансформатора. При изменении входного напряжения электродвигатель по команде управляющей электроники перемещает контакт в необходимое положение на обмотке, что позволяет изменять напряжение на выходе плавно.

Применение сервоприводных регуляторов напряжения ограничивается сетями без быстрых скачков напряжения.

3) Феррорезонансные стабилизаторы

Обеспечивают регулировку выходного напряжения непрерывно в определенном диапазоне нагрузок. В них используется эффект феррорезонанса в системе трансформатор-конденсатор.

Применение подобного типа стабилизаторов ограничено из-за ряда нерешенных технических проблем.

4) Электронные

Электронные стабилизаторы напряжения могут быть симисторными и тиристорными.

Принцип работы симисторных стабилизаторов – это регулировка по релейному типу. Построен на переключении между обмотками автотрансформатора с помощью электронных ключей (симисторов или тиристоров), благодаря чему данный тип стабилизаторов напряжения имеет высокий КПД и быструю реакцию на срабатывание. В результате исключения механических реле повышаются скорость переключения, надежность, аппаратура работает бесшумно. Но используемый алгоритм ступенчатой регулировки не дает высокой точности. Стоимость по сравнению с релейными аналогами выше почти в 3 раза.

9.6 Достоинства и недостатки электрической схемы Победной ГЭС

В курсовом проекте по электрическим станциям мною была выбрана схема, одиночная секционированная выключателем ССШ. Разберем ее достоинства и недостатки.

Достоинства:

- простота;
- наглядность;
- экономичность;
- достаточно высокая надежность.

Недостатки:

- при повреждении или ремонте секции отключается половина линий и источник питания;
- при выводе в ремонт выключателя отключается соответствующее присоединение.

Область применения:

- РУ 6÷35 (110) кВ;
- Схема выдачи мощности ТЭЦ (ГЭС).

Разновидности схем собственных нужд ГЭС приведены в приложении Д. Существуют следующие виды:

1) Схема питания СН мощной ГЭС с общими питающими трансформаторами

Агрегатные СН питаются от отдельных секций 0,4/0,23 кВ. Часть потребителей общестанционных с.н. может быть значительно удалена от здания ГЭС, поэтому возникает необходимость распределения электроэнергии на более высоком напряжении (6 или 10 кВ). Предусматриваются главные

трансформаторы С.Н. Т1, Т2 и агрегатные Т5-Т8. Трансформаторы Т9-Т12 служат для питания общестанционных нагрузок. Резервирование питания секции 6 кВ осуществляется от резервных трансформаторов Т3, Т4. Ответственные потребители СН, отключение которых может привести к отключению гидроагрегата или снижению нагрузки, присоединяются к разным секциям СН.

2) Схема питания СН мощной ГЭС с отдельным питанием агрегатных и общестанционных потребителей

При большом числе и значительной единичной мощности агрегатов находит применение схема отдельного питания агрегатных и общестанционных потребителей. Агрегатные сборки 0,4 кВ получают питание от индивидуальных трансформаторов Т1-Т6, присоединенных отпайкой к энергоблоку. Резервирование их осуществляется от трансформаторов Т7, Т8, присоединенных к РУ СН 6-10 кВ, которые получают питание через Т11, Т12 от автотрансформаторов связи между РУ ВН и РУ СН.

3) Схема собственных нужд ГЭС средней мощности

4) Схема собственных нужд большой мощности с общим питанием агрегатных и общестанционных электроприемников

5) Схема собственных нужд большой мощности с отдельным питанием агрегатных и общестанционных электроприемников

Мощность трансформаторов агрегатных СН выбирается по суммарной нагрузке СН соответствующих агрегатов. Главные трансформаторы (Т1 и Т2) выбираются с учетом взаимного резервирования и с возможностью их аварийной перегрузки. На ГЭС малой и средней мощности нагрузка СН невелика, поэтому достаточно иметь одну ступень напряжения 0,4 кВ. Трансформаторы Т1 и Т2 присоединены к сборкам генераторов через разъединители. Сборные шины СН 0,4 кВ секционированные нормально отключенным автоматическим выключателем, включенным в схему АВР. Мощность каждого трансформатора выбирается на полную нагрузку. Агрегатные и общестанционные потребители СН присоединены к общим шинам 0,4 кВ.

Применение упрощенных схем СН с напряжением 0,4 кВ используется при отсутствии устройств электрообогрева и схем самовозбуждения, организация технического водоснабжения самотоком. Резервный ТСН в этом случае подключается к обмотке НН АТ связи, к соседней подстанции или к дизельгенератору.

9.7 Защита оборудования собственных нужд

9.7.1 МТЗ с направленной защитой

Максимальная токовая защита (МТЗ) — вид релейной защиты, действие которой связано с увеличением силы тока в защищаемой цепи при возникновении короткого замыкания на участке данной цепи. Данный вид

защиты применяется практически повсеместно и является наиболее распространённым в электрических сетях.

Принцип действия МТЗ аналогичен принципу действия токовой отсечки. В случае повышения силы тока в защищаемой сети защита начинает свою работу. Однако, если токовая отсечка действует мгновенно, то максимальная токовая защита даёт сигнал на отключение только по истечении определённого промежутка времени, называемого выдержкой времени. Выдержка времени зависит от того, где располагается защищаемый участок. Наименьшая выдержка времени устанавливается на наиболее удалённом от источника участке. МТЗ соседнего (более близкого к источнику энергии) участка действует с большей выдержкой времени, отличающейся на величину, называемую ступенью селективности. Степень селективности определяется временем действия защиты. В случае короткого замыкания на участке срабатывает его защита. Если по каким-то причинам защита не сработала, то через определённое время (равное ступени селективности) после начала короткого замыкания сработает МТЗ более близкого к источнику участка и отключит как повреждённый, так и свой участок. По этой причине важно, чтобы степень селективности была больше времени срабатывания защиты, иначе защита смежного участка отключит как повреждённый, так и рабочий участок до того, как собственная защита повреждённого участка успеет сработать. Однако важно так же сделать степень селективности была достаточно небольшой, чтобы защита успела сработать до того, как ток короткого замыкания нанесёт серьёзный ущерб электрической сети.

Для организации защиты необходимо учесть селективность срабатывания. Такую возможность дают время токовые характеристики. На рисунке 9.2 представлена зависимость токовых защит разного вида. Для организации селективности действия различных защит была создана программа на языке программирования в MatLab, позволяющая токовые защиты представить в виде времятоковых характеристик в одних координатных осях. Схема собственных нужд представлена на рисунке 9.2. На рисунке 9.3 представлен график зависимости времени срабатывания от величины тока.

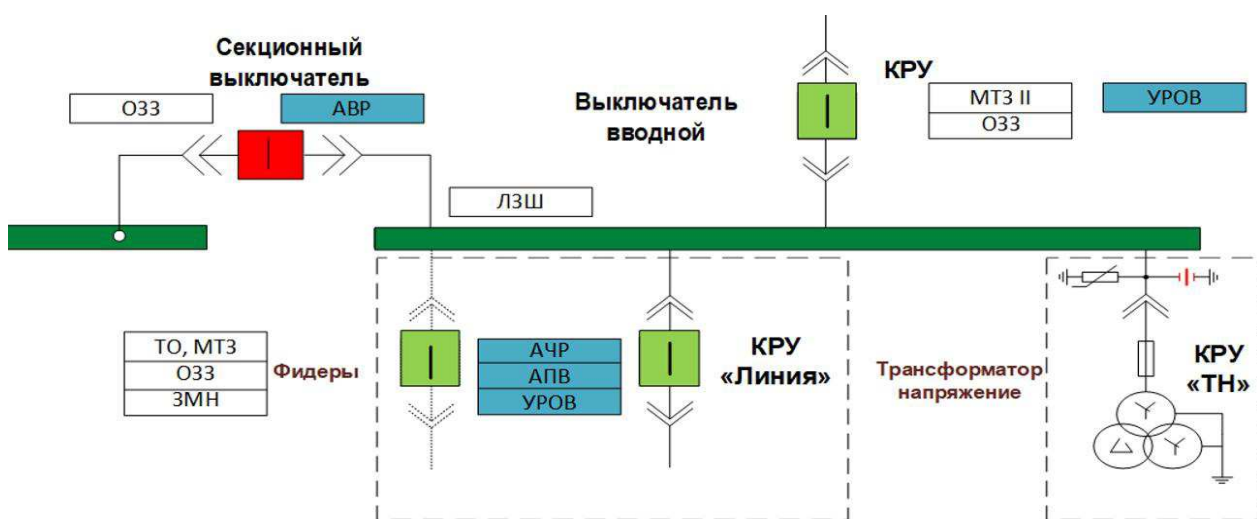


Рисунок 9.2 – Схема питания собственных нужд станции

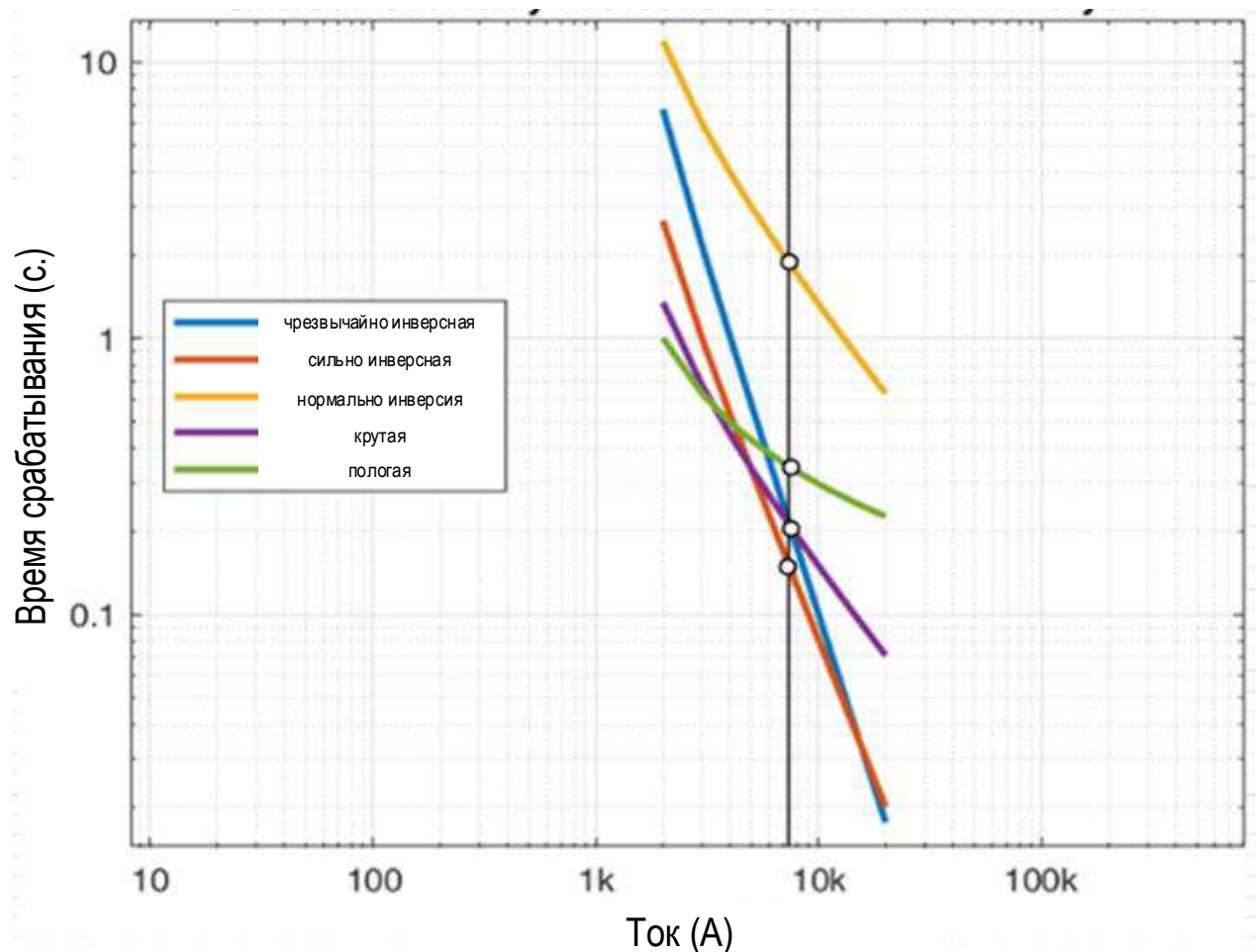


Рисунок 9.3 – график зависимости времени срабатывания от величины тока

На представленном выше графике изображены различные характеристики. В качестве зависимой времятоковой характеристики в устройстве может быть выбрана интегрально-зависимая временная характеристика, предназначенная для защиты электрических двигателей, или одна из пяти зависимых времятоковых характеристик срабатывания, примеры и функциональные зависимости которых приведены на рисунке 9.3.

Выделяют ряд характеристик:

- нормально инверсная по ГОСТ 27918-88 (МЭК 255-4);
- сильно инверсная по ГОСТ 27918-88 (МЭК 255-4);
- чрезвычайно инверсная по ГОСТ 27918-88 (МЭК 255-4);
- пологая (аналог РТ-80 и РТВ-IV);
- крутая (аналог РТВ-I).

Уставку (или величину тока, при которой срабатывает защита) выбирают, исходя из наименьшего значения тока короткого замыкания в защищаемой сети (при разных повреждениях токи короткого замыкания отличаются). Однако при выборе уставки следует так же учитывать характер работы защищаемой сети. Например, при самозапуске электродвигателей после перерыва питания,

значение силы тока в сети может быть выше номинального, и защита не должна его отключать.

Достоинства:

- Простота схемы и алгоритма работы;
- Селективное действие в радиальных сетях с двумя источниками питания и в кольцевых с одним.

Недостатки:

- Малая чувствительность;
- Невысокое быстродействие;
- Невозможность селективной работы в кольцевых сетях с несколькими источниками питания;
- Наличие мертвой зоны и зоны каскадного действия.

Область применения: как самостоятельная защита практически не применяется. Обычно орган направления мощности включается в токовые ступенчатые защиты.

1) Токовая отсечка без выдержки времени

Токовая отсечка является быстродействующей защитой. Селективность обеспечивается выбором тока срабатывания, больше максимального тока короткого замыкания при коротком замыкании в точках сети незащищаемой зоны.

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{квнмакс},$$

где: $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (1,2 - 1,3), $I_{квнмакс}$ – максимальный ток КЗ при КЗ вне зоны. Поэтому токовая отсечка защищает часть линии.

Особенности:

- а) селективность токовой отсечки обеспечивается выбором тока срабатывания большим максимального тока внешнего КЗ и имеет место в сетях любой конфигурации с любым числом источников питания;
- б) защита быстродействующая, надежно работающая на головных участках, где быстрое отключение необходимо;
- в) в основном защищает часть линии, имеет зону защиты, и поэтому не может быть основной защитой.

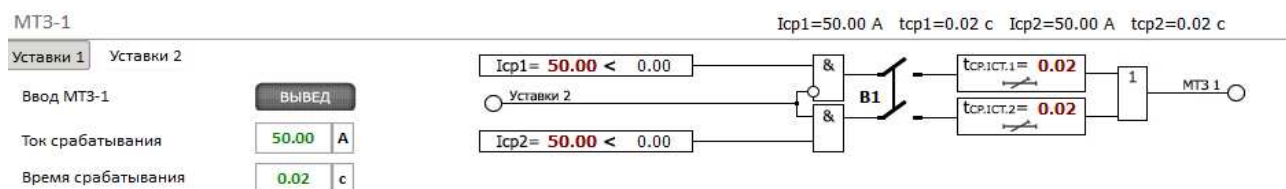


Рисунок 9.4 – алгоритм токовой отсечки без выдержки времени

Данный алгоритм, представленный на рисунке 9.4, связывает измерения текущего значение тока и при реализации данного алгоритма происходит

срабатывание. Также алгоритм предусматривает возможность установки разных уставок вследствие реконфигурации уставок с помощью команды «Уставка 2».

9.7.2 Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения (ЗМН) используется совместно с другими системами, контролирующими состояние электросети. Основная задача такой защиты – обеспечить работу ответственного оборудования при кратковременных понижениях напряжения.

На практике применяются двухступенчатые системы защиты. Такой алгоритм работы позволяет разграничить реакцию ЗМН в зависимости от напряжения. Рассмотрим работу степеней срабатывания.

1-ая ступень.

Данная ступень защиты активируется при напряжении 70% от номинальной величины ($U_{ном}$), временная задержка срабатывания устанавливается в диапазоне 0,5-1,5 сек, что соответствует параметрам токовых отсечек. При срабатывании 1-й ступени защиты производится отключение неответственного потребителя, выбранного по критерию надежности.

2-ая ступень.

Ее срабатывание происходит при падении напряжения до 50% от номинала. При таких условиях автозапуск электродвигателей невозможен. Задержка активации 2-й ступени устанавливается в диапазоне 10,0-15,0 сек, после чего производится отключение ответственных двигателей. Такое время устанавливается, чтобы дать возможность автоматике подключить резервный источник питания или снизить оперативные токи путем отключения неответственного оборудования.

Пуск защиты осуществляется от пусковых органов минимального напряжения (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}), объединенных по схеме «И». Алгоритм защиты блокируется при неисправностях в цепях напряжения. Предусмотрена возможность оперативного ввода/вывода защиты от ключа управления (сигнал «Разр. ЗМН»).

Уставки задаются во вторичных значениях напряжения. Диапазон задания уставок от 0 до 150 В, дискретность задания – 0,1 В. Диапазон уставок по времени срабатывания $T_{ср.ЗМН}$ – от 0 до 300 секунд с шагом 0,01. Коэффициент возврата – 1,05.

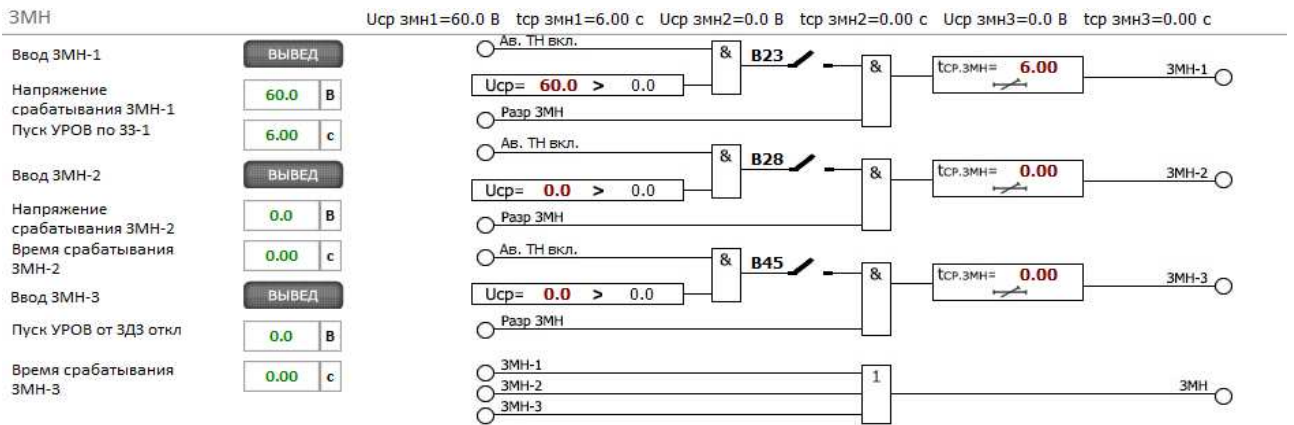


Рисунок 9.5 – алгоритм защиты минимального напряжения

В данном алгоритме, представленном на рисунке 9.5, реализована защита для трех фаз, пройдемся по одной из них, остальные идентичны. Для идентификации отключенного присоединения и во избежание неверного срабатывания защиты по автоматическому повторному включению предусматривается в алгоритме положение автоматического выключателя по сигналу «Положение автоматического выключателя в цепях напряжения схемы ТН». Необходимо отметить, что существуют кратковременные просадки напряжения вследствие пуска асинхронного двигателя. Это связано с большим потреблением реактивной мощности. Поэтому, диапазон срабатывания предусматривает штатный пуск двигателя с учетом просадки напряжения.

9.7.3 Логическая защита шин (ЛЗШ)

Логическая защита шин – общесекционная защита, объединяющая между собой устройства РЗА отходящих и питающих присоединений посредством шинок дискретных сигналов, по которым передаются блокирующие сигналы, запрещающий пуск автоматического ввода резерва. Логическая защита шин нужна, чтобы сократить время отключения коротких замыканий на шинах 10 кВ. ЛЗШ использует принцип логической селективности, выраженный в следующем:

- пуск ЛЗШ на питающем присоединении и отсутствие блокирующего сигнала от устройств РЗА присоединений потребителей свидетельствует о наличии КЗ в зоне сборных шин. Ликвидация КЗ выполняется с помощью алгоритма ЛЗШ питающего присоединения;

- пуск ЛЗШ на питающем присоединении и наличие блокирующего сигнала от устройств РЗА присоединений потребителей свидетельствует о наличии КЗ в зоне защит отходящих присоединений. Выполняется блокирование ЛЗШ. Ликвидация КЗ выполняется с помощью МТЗ присоединения потребителя.

Для реализации логической защиты шин в устройстве предусмотрено три токовых пусковых органа, объединенных по схеме «ИЛИ». Эти пусковые органы позволяют контролировать токи в отходящих фидерах и действуют на выходное

реле «Защита МТЗ». Цепи выходных реле объединяются по схеме «ИЛИ» и блокируют действие ЛЗШ рабочего и резервного питания.

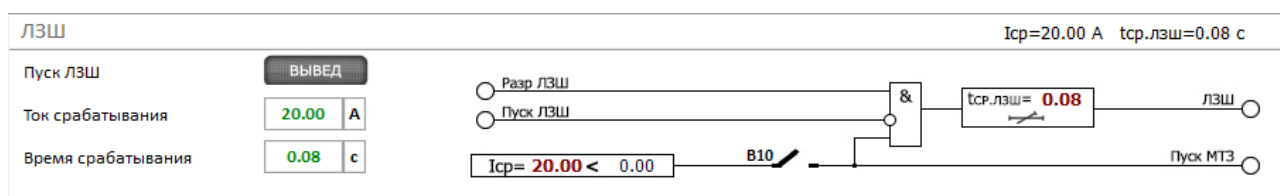
Сегодня логическая защита шин является неотъемлемой частью системы релейной защиты и автоматики распределительных устройств 6-35 кВ.

При коротком замыкании на шинах 10 кВ логическая защита шин устраняет его практически без выдержки времени (0,1-0,15 с), а при замыкании на присоединении – ЛЗШ блокируется, позволяя устранить КЗ нижестоящим защитами.

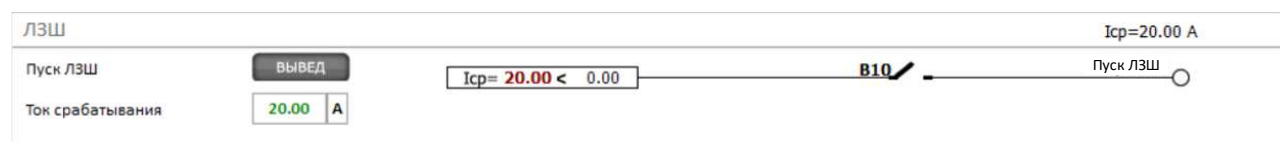
В основном логическую защиту шин применяют для радиальных распределительных сетей 6-35 кВ, особенно массово для напряжения 6-10 кВ.

Большое количество присоединений в таких сетях не позволяют эффективно использовать дифференциальные защиты шин и неполные дифференциальные защиты шин (обычно защищают реактированные линии, которые редко применяют в распределительных сетях).

В этих условия ЛЗШ, представленная на рисунке 9.6, является единственной недорогой защитой, позволяющей быстро отключить короткие замыкания на шинах 6-35 кВ.



а)



б)

Рисунок 9.6 – алгоритм логической защиты шин: а) для вводного присоединения; б) отходящее присоединение

9.7.4 Защита двигателя

Электродвигатели имеют весьма широкое применение во всех отраслях народного хозяйства, в том числе и в установках собственных нужд электростанций. Вследствие массового характера их применения релейная защита двигателей, особенно асинхронных, должна выполняться возможно проще и дешевле, но одновременно с этим отличаться надежностью действия как при внутренних повреждениях, так и при опасных для них ненормальных режимах.

В настоящее время в промышленности и отчасти на электростанциях начали использоваться и синхронные двигатели, а также мощные асинхронные двигатели (2000 кВт и более), для защиты которых стали применяться более

сложные – дифференциальные защиты. Особое место по своей ответственности занимает электродвигатели механизмов собственных нужд атомных и крупных тепловых электростанций. Ложное отключение этих электродвигателей из-за неправильного действия защиты может нарушить нормальную работу электростанции, поэтому защита электродвигателей ответственных механизмов электростанций должна отличаться высокой надежностью и безотказностью работы.

Большое значение для бесперебойной работы промышленных предприятий и особенно собственных нужд электростанции имеет самозапуск электродвигателей, который заключается в том, что при кратковременном понижении напряжения в сети, питающей электродвигатели, они не отключаются и после восстановления напряжения вновь разворачиваются до нормальной частоты вращения (т.е. «сами запускаются»). Наиболее часто кратковременные понижения или исчезновения напряжения происходят в результате КЗ, при автоматическом переключении питания электродвигателей с одного источника на другой в результате действия АВР, а также при восстановлении напряжения после АПВ.

Защита электродвигателей должна обеспечивать возможность их самозапуска, т.е. она не должна преждевременно отключать электродвигатели как при понижении напряжения, так и при его восстановлении. На рисунке 9.7 представлена модель защиты двигателя.

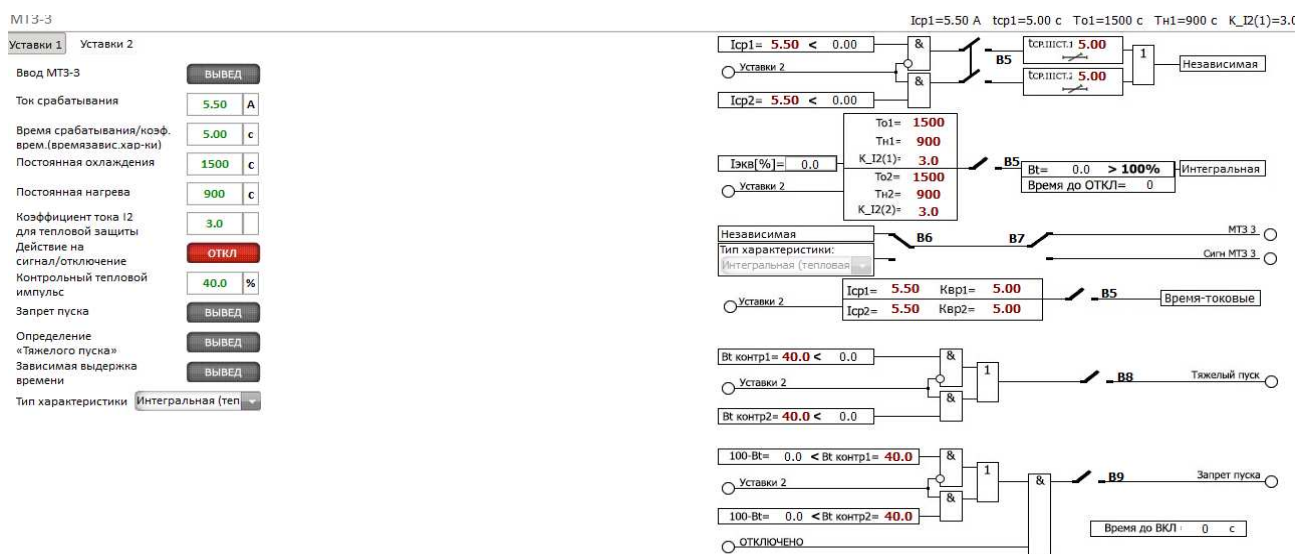


Рисунок 9.7 – модель защиты двигателя

Защита основывается на тепловой модели двигателя. В зависимости от длительности и значения текущего тока (уставки) средствами цифровой обработки сигналов можно сформировать управляющий сигнал на отключение или блокировку повторного включения двигателя по условию перегрева обмотки. Данная защита поможет защитить двигатель в случае перегрузки.

9.7.5 ОЗЗ (однофазное замыкание на землю)

Это такое повреждение на линиях электропередачи, при котором одна из фаз трехфазной системы замыкается на землю или на элемент электрически связанный с землей. ОЗЗ являются очень распространенным видом повреждения, на однофазные замыкания на землю приходится 70 - 90 % электрических повреждений.

Сама по себе передача электроэнергии производится по специальным трехфазным электрическим цепям высокого напряжения. Одна из особенностей транспорта электроэнергии заключается в наличии нейтрального провода в схеме, который представляет из себя общую точку источников питания трехфазной электрической системы, также называемой нейтралью. Процессы, протекающие в сети при возникновении такого замыкания, значительным образом зависят от режима работы нейтрали данной сети.

В сетях с изолированной нейтралью ток однофазного замыкания на землю замыкается через емкости неповрежденных фаз. Его значение невелико и определяется суммарной емкостью неповрежденных фаз. Это позволяет эксплуатировать сеть, не отключая повреждения данного вида незамедлительно. Но в таком случае изоляция оборудования будет стареть намного быстрее, и это может привести к более опасному явлению — короткому замыканию, которое требует немедленного отключения поврежденного участка сети.

В сетях с заземленной нейтралью однофазное замыкание на землю является коротким замыканием. Ток повреждения в данном случае замыкается через заземленные нейтрали первичного оборудования и имеет значительную величину. Такое повреждение требует немедленного обесточивания поврежденного участка. Учитывая данную особенность, то выбор оптимального типа нейтрали является сложной технико-экономической задачей. В России данная задача нашла решение в таком виде, что распределительные сети уровнем 6-35 кВ эксплуатируются в изолированном от земли режиме нейтрали источников питания, а сети более высокого уровня напряжения эксплуатируются в режиме, когда нейтраль напрямую связана с землей — глухозаземленный и эффективный режим нейтрали. Износ или повреждение изоляции оборудования — основная причина возникновения ОЗЗ. Изоляция может быть нарушена по разным обстоятельствам. Это может произойти как вследствие внешнего механического повреждения, так и по причине старения.

Факторы, влияющие на работу защиты:

- 1) Вид замыкания (металлическая связь, замыкание через переходное сопротивление, замыкание через дугу);
- 2) Устойчивость замыкания (устойчивые и неустойчивые: прерывистое замыкание и замыкание через перемежающуюся дугу);
- 3) Наличие небалансов в сети;
- 4) Переходные процессы схожие с процессами при ОЗЗ (включение линии, наводка от других ЛЭП при ОЗЗ на них и т. д.).



Рисунок 9.8 – алгоритм защиты при однофазных замыканиях на землю

На рисунке 9.8 представлен алгоритм защиты при однофазных замыканиях на землю с учетом наличия согласования сигнала $3U_0$ с терминала напряжения нулевой последовательности схемы ТН.

При организации алгоритма однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью необходимо предусмотреть возможность идентификации режимов однофазного замыкания на землю. Различают три основных вида замыкания на землю. Необходимо их различать, так как один вид замыкания связан с высокочастотными разрядами внутренней конструкции кабеля. Другой вид пробоя связан с различными клевками при переходных процессах. И основные виды повреждения связаны с возникающими устойчивыми замыканиями с разными величинами сопротивлений. Однако, многие производители стремятся создавать алгоритмы, позволяющие идентифицировать каждый вид алгоритма и создать условия определения режима ОЗЗ, чтобы не создавать ложного срабатывания. Одним из таких методов является высокочастотная режекция сигналов с трансформатора тока и напряжения нулевой последовательности.

На рисунке 9.9 изображена осциллограмма идентификации поврежденного присоединения при клевке и установившемся ОЗЗ. Анализ осциллограмм показал, что реализация алгоритма высокочастотной режекции идентифицирует режим ОЗЗ по трем характерным условиям.

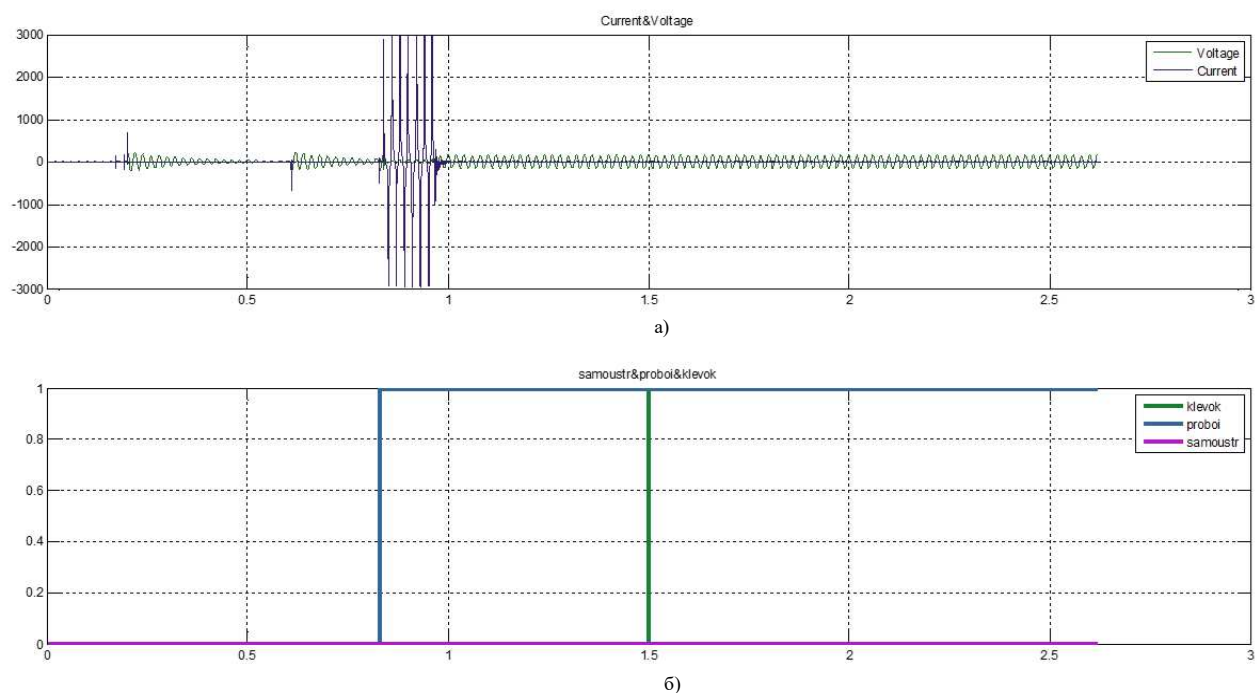


Рисунок 9.9 – Осциллограмма тока и напряжения нулевой последовательности

Алгоритм основан на базе идентификации электрических величин путём измерения тока и напряжения с последующей фильтрацией высокочастотной составляющей с целью оценки их параметров. Развитие алгоритма возможно с использованием волнового метода определения переходного процесса для определения дистанции до места повреждения.

В данной работе была рассмотрена тема схем собственных нужд, более подробно одиночная секционированная выключателем ССШ ее достоинства и недостатки, а также защита оборудования собственных нужд.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте запроектирован Победный гидроузел энергетического назначения, расположенный в Хабаровском крае на реке Кур, протяжённостью 434 км с площадью водосбора – 13,7 тыс. км². При возведении русловой ГЭС решаются народно-хозяйственные задачи:

- развитие рыболовства;
- появление новых рабочих мест;
- зарегулированность стока

Строительство Победного гидроузла не нарушает экологическое равновесия в регионе и позволяют получать дешёвую, "экологически чистую" электроэнергию.

Климатические условия существенно изменяются с характером рельефа, близостью к морю и с севера на юг. Так, например, средняя температура января в континентальных районах колеблется от –22 °С – на юге, до –40 °С – на севере; на морском побережье — от –18 °С до –24 °С. Средняя температура июля на юге +20 °С, на севере +15 °С. Максимальная зафиксированная температура воздуха +39 °С, минимальная температура –48 °С.

В основании предполагаемого гидроузла залегают горные подзолистые, кислые неоподзоленные, бурые лесные типы почв.

Было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный $H_{\max} = 29,1$ м;
- расчетный $H_{\text{расч}} = 26,26$ м;
- минимальный $H_{\min} = 25,89$ м.

Было принято решение, установить гасящее энергию воды в нижнем бьефе устройство – водобойную плиту и две водобойные стенки. Также в проектируемом гидроузле две грунтовые плотины: левобережная длиной 538,8 м по гребню, правобережная длиной 1623 м. Длина створа 2298,3 м. Верховой и низовой откосы имеют заложение 1,5. Сама плотина каменно-земляная из ПГС с ядром из песка и суглинка.

Таким образом, влияние Победного гидроузла на социально - экономические условия Хабаровского края заключается в максимальном использовании гидроэнергетических ресурсов реки Кур, что позволит существенно сократить дефицит электроэнергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский А. Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ. - Саяногорск, 2005. – 114 с.
2. Алексеев Б. А. Объем и нормы испытаний электрооборудования / Б. А. Алексеев, Ф. Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 254 с.
3. ГОСТ Р 56302-2014. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. № 1983-ст: введен впервые: дата введения 2015-09-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации и сертификации в машиностроении (ВНИИНМАШ). – Москва: Стандартинформ, 2015. – 19с.
4. ГОСТ Р 56303-2014. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 октября 2016 г. № 1302-ст: введен впервые: дата введения 2017-03-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации и сертификации в машиностроении (ВНИИНМАШ). – Москва: Стандартинформ, 2015. – 19с.
5. ГОСТ Р 57114-2016. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологичное управление: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. № 1984-ст: введен впервые: дата введения 2015-09-01 / разработан ОАО «СО ЕЭС». – Москва: Стандартинформ, 2016. – 19с.
6. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
7. Каталог «Выключатели элегазовые» // Высоковольтный союз: официальный сайт. – 2010. – URL: <http://www.vsoyuz.com/>.
8. Каталог «Гидрогенераторы» // Сервис Онлайн Электрик: официальный сайт. – 2011. – URL: <http://online-electric.ru>.

9. Каталог «Ограничители перенапряжений 3–35 кВ» // ЗАО завод электротехнического оборудования: официальный сайт. – 2012. – URL: <http://www.zeto.ru/>.
10. Каталог «Трансформаторы сухие» // Чебоксарский электрозавод Трансформатор: официальный сайт. – 2010. – URL: <https://cheb-transformator.com/>.
11. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» // ОАО Свердловский завод: официальный сайт. – 2010. – URL: <http://www.cztt.ru/main.html>.
12. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
13. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7: дата введения 13 декабря 2006. – Новосибирск: Норматика. 2018. – 462 с.
14. Российская Федерация. Постановление № 986. О классификации гидротехнических сооружений: введено 02.11.2013. – Москва: Правительство Российской Федерации. – 10 с.
15. Сайт компании «Экра»: официальный сайт. – 2007. – URL: <https://ekra.ru/>.
16. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 02.06.2004: дата введения 2013-01-01. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с.
17. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования: дата введения 2002-12-27. – Москва: ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.
18. СТО 17230282.27.140.022-2008. Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования: дата введения 2008-10-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с.
19. СТО 17330282.27.140.020-2008. Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания, нормы и требования: дата введения 2008-07-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
20. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта: дата введения 2007-12-06. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007. – 20 с.
21. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ: дата введения 2008-04-18. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 12 с.

22. СТО 56947007-29.240.10.249-2017. Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций: дата введения 2017-09-28. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19 с.
23. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения: дата введения 2007-12-20. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 131 с.
24. Чернобровов Н.В. Релейная защита: учебное пособие / Н. В. Чернобровов. – Москва: Издательство «Энергия», 1974. – 675 с.
25. Щавелев Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие / Д. С Щавелев. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 331 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

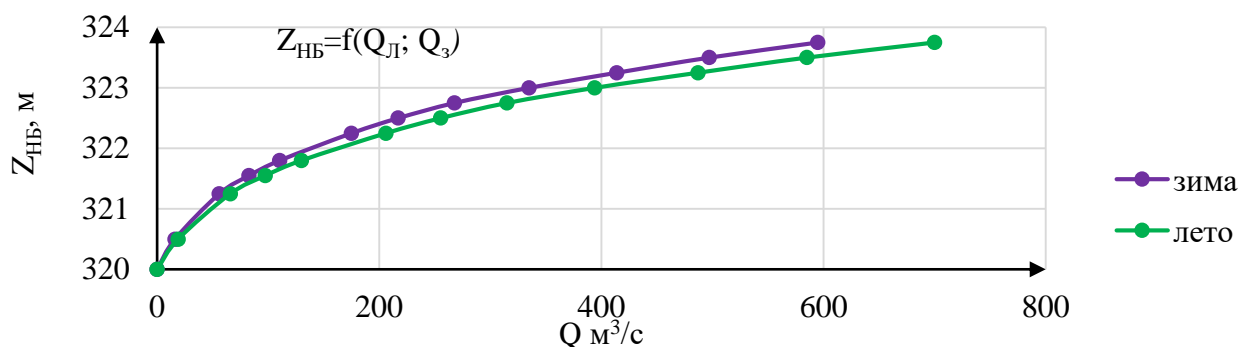


Рисунок А.1 – Кривая связи уровней нижнего бьефа от летних и зимних расходов

Таблица А.2 – Расчетный гидрологический ряд наблюдений реки Кур в створе Победной ГЭС с 1952 по 1984 год

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1	1952	15,2	15,9	13,1	15,4	296	265	85,4	31,9	22,8	27,3	24,3	13,5	68,82
2	1953	12,6	12,9	12,4	40,4	472	259	212	51,4	30	117	102	29,6	112,61
3	1954	22,4	16,1	14	32,6	587	295	88,7	100	125	142	107	55,3	132,09
4	1955	22	19,2	15,5	29,9	439	240	99,5	93,2	115	212	84,6	55,6	118,79
5	1956	34,5	22,3	19	21,4	612	828	175	335	354	344	201	120	255,52
6	1957	60,1	37,1	28,5	31,9	821	658	108	79,3	49,3	42,2	68,2	39,3	168,58
7	1958	26,5	23,3	18,9	27,6	298	351	98,9	56,8	45,9	103	132	71,6	104,46
8	1959	41,5	26,5	22,5	40,5	776	495	119	73,9	96,3	179	163	89,9	176,93
9	1960	42,9	26,5	24	77,2	820	579	232	154	154	233	153	72,2	213,98
10	1961	34,8	29	24,4	189	796	269	92,6	43,8	53,3	37,4	27,1	23	134,95
11	1962	19	18	16,7	110	449	201	188	87,7	256	245	177	64,2	152,63
12	1963	37,3	28,6	24,3	30,4	713	432	86,7	38,7	28,3	28,1	36,1	32,8	126,36
13	1964	27,8	22	16,4	19,9	598	334	90	131	74,1	69	48,1	33,8	122,01
14	1965	24,8	22	19,3	29,2	719	351	104	53,4	110	144	75,4	31,1	140,27
15	1966	24,9	19,7	18,2	45,5	599	346	159	43,1	31	28,9	31,9	25,8	114,42
16	1967	15,1	14,1	13,5	43,9	201	281,1	81,9	40,1	19,6	33,4	35,4	17,8	66,41
17	1968	12,9	12,6	11,9	36,4	304	246	110	60,9	38,4	52,2	32,3	17,9	77,96
18	1969	14,4	11,8	11	14,9	419	640	305	102	108	88,8	88,7	68,9	156,04
19	1970	25,3	16,3	16,1	38,3	780	729	410	274	215	96	96	94	232,50
20	1971	50,9	35,8	23,7	45,4	937	504	121	54,3	57,4	45,7	51,1	39,1	163,78
21	1972	19,8	15,7	15,6	40,9	565	264	242	104	61,5	89	64,3	38,3	126,68
22	1973	27,9	19,3	16,4	239	717	296	144	103	114	178	81,6	55,2	165,95
23	1974	35,2	19,1	16,1	191	803	293	111	42,8	162	96,4	57,4	32,7	154,98
24	1975	23,3	20,2	19,3	154	832	526	159	205	215	149	89,7	56,9	204,12
25	1976	31,1	26,1	20,2	55,5	844	275	318	407	73,3	62,9	53,7	43,8	184,22
26	1977	26,9	16,7	15,5	66	636	204	90,5	42,5	43,8	60,8	65,9	56	110,38
27	1978	33,5	23,2	18,5	36,7	835	429	86	120	156	154	159	95,4	178,86
28	1979	43,6	30,7	25,3	26,5	961	870	524	374	181	136	17	99,2	274,03
29	1980	55,3	30,4	22,8	73	707	298	220	164	230	136	76,3	48,2	171,75
30	1981	37	26,3	23,1	46	954	628	217	63,8	30,4	30,6	23	22,9	175,18
31	1982	19,9	18,9	15,9	60,4	563	432	110	127	80,2	72,3	39,7	23,1	130,20
32	1983	22,9	23,4	21,3	79,3	796	485	227	188	236	282	159	72,2	216,01
33	1984	29,4	24	20,4	82,4	862	391	133	63,7	187	245	102	46,6	182,21

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Данные для вычисления кривой обеспеченности средних максимальных расходов реки

Годы	Q, м ³ /сек	Qубыв „ м ³ /сек	Годы	$K = \frac{Q}{Q_{ср}}$	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P, %
1952	296	961	1979	1,42	0,42	0,18	0,076	2,94
1953	472	954	1981	1,41	0,41	0,17	0,070	5,88
1954	587	937	1971	1,39	0,39	0,15	0,058	8,82
1955	439	862	1984	1,28	0,28	0,08	0,021	11,76
1956	828	844	1976	1,25	0,25	0,06	0,016	14,7
1957	821	835	1978	1,24	0,24	0,06	0,013	17,65
1958	351	832	1975	1,23	0,23	0,05	0,013	20,59
1959	776	828	1956	1,23	0,23	0,05	0,012	23,53
1960	820	821	1957	1,22	0,22	0,05	0,010	26,47
1961	796	820	1960	1,21	0,21	0,05	0,010	29,41
1962	449	803	1974	1,19	0,19	0,04	0,007	32,35
1963	713	796	1983	1,18	0,18	0,03	0,006	35,29
1964	598	796	1961	1,18	0,18	0,03	0,006	38,23
1965	719	780	1970	1,16	0,16	0,02	0,004	41,18
1966	599	776	1959	1,15	0,15	0,02	0,003	44,12
1967	281,1	719	1965	1,06	0,06	0,00	0,000	47,06
1968	304	717	1973	1,06	0,06	0,00	0,000	50
1969	640	713	1963	1,06	0,06	0,00	0,000	52,94
1970	780	707	1980	1,05	0,05	0,00	0,000	55,88
1971	937	640	1969	0,95	-0,05	0,00	0,000	58,82
1972	565	636	1977	0,94	-0,06	0,00	0,000	61,76
1973	717	599	1966	0,89	-0,11	0,01	-0,001	64,71
1974	803	598	1964	0,89	-0,11	0,01	-0,001	67,65
1975	832	587	1954	0,87	-0,13	0,02	-0,002	70,59
1976	844	565	1972	0,84	-0,16	0,03	-0,004	73,53
1977	636	563	1982	0,83	-0,17	0,03	-0,005	76,46
1978	835	472	1953	0,70	-0,30	0,09	-0,027	79,41
1979	961	449	1962	0,67	-0,33	0,11	-0,038	82,35
1980	707	439	1955	0,65	-0,35	0,12	-0,043	85,29
1981	954	351	1958	0,52	-0,48	0,23	-0,111	88,24
1982	563	304	1968	0,45	-0,55	0,30	-0,166	91,18
1983	796	296	1952	0,44	-0,56	0,32	-0,177	94,12
1984	862	281,1	1967	0,42	-0,58	0,34	-0,199	97,06
Суммы	22281	22281		33	0,00	2,67	-0,45	

Окончание приложения А

Таблица А.4 – Данные для построения теоретической кривой обеспеченности среднеголетних максимальных расходов реки

Параметр	Значение												
	0,5	1	3	5	10	20	50	75	90	95	97	99	99,9
P, %	0,5	1	3	5	10	20	50	75	90	95	97	99	99,9
φ	3,15	2,77	2,13	1,81	1,33	0,79	-0,11	-0,72	-1,19	-1,44	-1,6	-1,86	-2,2
$M_s = \varphi \cdot C_v$	0,88	0,78	0,60	0,51	0,37	0,22	-0,03	-0,20	-0,33	-0,40	-0,45	-0,52	-0,62
$K_s = M_s + 1$	1,88	1,78	1,60	1,51	1,37	1,22	0,97	0,80	0,67	0,60	0,55	0,48	0,38
$Q = K_s \cdot Q_{cp}, \text{ м}^3/\text{с}$	1270,6 9	1198,85	1077,86	1017,36	926,62	824,53	654,38	539,06	450,21	402,95	372,70	323,55	259,27



Рисунок А.1 – Теоретическая и фактическая кривые обеспеченности средних максимальных расходов рек и Кур при $P_{0,5\%}$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

Время	$P_{\text{ранж.потр.}}$, МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн.кВт·ч	$P_{\text{коорд.}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{коорд.}}$, млн.кВт·ч
1	1690	14	0,014	14	0,014
2	1676	1	0,002	15	0,016
3	1675	0	0,000	15	0,016
4	1675	18	0,072	33	0,088
5	1657	1	0,004	34	0,092
6	1656	3	0,020	37	0,112
7	1653	10	0,069	47	0,182
8	1643	8	0,060	55	0,242
9	1635	4	0,040	59	0,282
10	1631	2	0,023	62	0,305
11	1629	8	0,092	70	0,397
12	1620	4	0,053	74	0,450
13	1616	5	0,068	80	0,517
14	1611	5	0,069	85	0,587
15	1606	3	0,047	88	0,634
16	1603	33	0,524	120	1,158
17	1570	2	0,040	123	1,198
18	1568	36	0,651	159	1,849
19	1531	20	0,376	179	2,224
20	1512	10	0,198	189	2,422
21	1502	17	0,366	206	2,788
22	1484	2	0,034	208	2,823
23	1483	6	0,132	213	2,954
24	1477	1477	35,447	1690	38,401

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Время	$P_{\text{ранж.потр.}}$, МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн.кВт·ч	$P_{\text{коорд.}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{коорд.}}$, млн.кВт·ч
1	1038	17	0,017	17	0,017
2	1021	16	0,033	34	0,050
3	1004	2	0,007	36	0,057
4	1002	2	0,006	38	0,063
5	1000	6	0,030	44	0,093
6	994	1	0,008	45	0,101
7	993	7	0,047	52	0,149
8	986	1	0,004	52	0,153
9	986	5	0,042	57	0,195
10	981	2	0,021	59	0,216
11	979	4	0,046	63	0,261
12	975	2	0,019	65	0,280
13	973	3	0,044	68	0,324
14	970	4	0,062	73	0,386
15	965	31	0,464	104	0,850
16	935	9	0,137	112	0,988
17	926	55	0,933	167	1,921
18	871	13	0,234	180	2,155
19	858	29	0,549	209	2,704
20	829	17	0,343	226	3,047
21	812	8	0,158	234	3,206
22	804	12	0,275	246	3,481
23	792	0	0,006	246	3,487
24	792	792	19,001	1038	22,487

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в январе

Час	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлёд., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QGЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	НгЭС, МВт	Нраб., МВт
10	35	0	0,8	0	1,9	32	88	8	120	0	121	0,10	0,00	0,10	350,00	349,94	349,97	321,75	27,52	28	28
11	35	0	0,8	0	1,9	32	93	8	125	0	126	0,10	0,00	0,10	349,94	349,89	349,92	321,78	27,44	29	29
12	35	0	0,8	0	1,9	32	11	8	43	0	44	0,10	0,00	0,10	349,89	349,88	349,88	320,94	28,24	10	10
13	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,88	349,90	349,89	320,22	28,97	2	2
14	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,90	349,91	349,90	320,22	28,98	2	2
15	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,91	349,93	349,92	320,22	29,00	2	2
16	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,93	349,94	349,93	320,22	29,01	2	2
17	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,94	349,96	349,95	320,22	29,03	2	2
18	35	0	0,8	0	1,9	32	6	8	38	0	39	0,10	0,00	0,10	349,96	349,95	349,95	320,86	28,40	9	9
19	35	0	0,8	0	1,9	32	146	8	178	0	179	0,10	0,00	0,10	349,95	349,86	349,91	322,10	27,11	41	41
20	35	0	0,8	0	1,9	32	89	8	121	0	122	0,10	0,00	0,10	349,86	349,81	349,84	321,75	27,38	28	28
21	35	0	0,8	0	1,9	32	-8	8	24	0	25	0,10	0,00	0,10	349,81	349,81	349,81	320,60	28,51	6	6
22	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,81	349,83	349,82	320,22	28,90	2	2
23	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,83	349,84	349,84	320,22	28,92	2	2
24	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,84	349,86	349,85	320,22	28,93	2	2
1	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,86	349,87	349,87	320,22	28,95	2	2
2	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,87	349,89	349,88	320,21	28,97	2	2
3	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,89	349,91	349,90	320,21	28,98	2	2
4	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,91	349,92	349,91	320,21	29,00	2	2
5	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,92	349,94	349,93	320,21	29,02	2	2
6	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,94	349,95	349,94	320,21	29,03	2	2
7	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,95	349,97	349,96	320,21	29,05	2	2
8	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,97	349,98	349,97	320,21	29,06	2	2
9	35	0	0,8	0	1,9	32	-25	8	7	0	8	0,10	0,00	0,10	349,98	350,00	349,99	320,21	29,08	2	2

Продолжение приложения Б

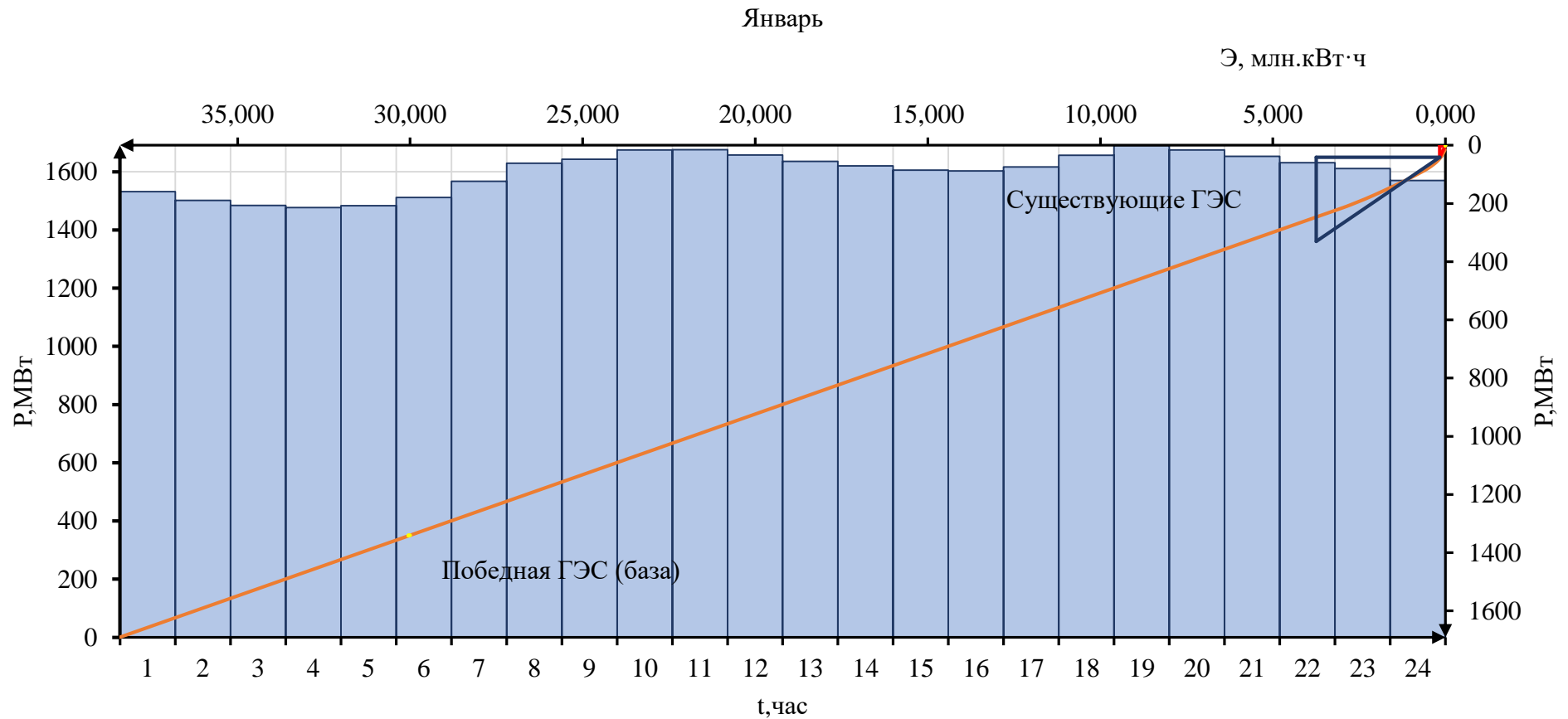


Рисунок Б.1 – Суточный график нагрузки января, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник –Победная ГЭС(пик); Желтый треугольник –Победная ГЭС(база)

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в февраль

Час	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлёд., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	HГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб., МВт
19	19	0	0,8	0	1,2	17	94	8	111	0	112	0,10	0,00	0,10	350,00	349,94	349,97	321,68	27,59	26	26
20	19	0	0,8	0	1,2	17	28	8	45	0	46	0,10	0,00	0,10	349,94	349,92	349,93	320,97	28,27	11	11
21	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,92	349,93	349,93	320,23	28,99	2	2
22	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,93	349,93	349,93	320,23	29,00	2	2
23	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,93	349,94	349,94	320,23	29,00	2	2
24	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,94	349,95	349,94	320,23	29,01	2	2
1	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,95	349,95	349,95	320,23	29,01	2	2
2	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,95	349,96	349,95	320,23	29,02	2	2
3	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,96	349,96	349,96	320,23	29,02	2	2
4	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,96	349,97	349,96	320,23	29,03	2	2
5	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,97	349,97	349,97	320,23	29,04	2	2
6	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,97	349,98	349,98	320,23	29,04	2	2
7	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,98	349,98	349,98	320,23	29,05	2	2
8	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,98	349,99	349,99	320,23	29,05	2	2
9	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,99	349,99	349,99	320,23	29,06	2	2
10	19	0	0,8	0	1,2	17	29	8	46	0	47	0,10	0,00	0,10	349,99	349,98	349,99	320,98	28,30	11	11
11	19	0	0,8	0	1,2	17	33	8	50	0	51	0,10	0,00	0,10	349,98	349,96	349,97	321,04	28,23	12	12
12	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,96	349,96	349,96	320,23	29,03	2	2
13	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,96	349,97	349,97	320,23	29,03	2	2
14	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,97	349,97	349,97	320,23	29,04	2	2
15	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,97	349,98	349,98	320,23	29,04	2	2
16	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,98	349,99	349,98	320,23	29,05	2	2
17	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,99	349,99	349,99	320,23	29,05	2	2
18	19	0	0,8	0	1,2	17	-9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,99	350,00	349,99	320,23	29,06	2	2

Продолжение приложения Б

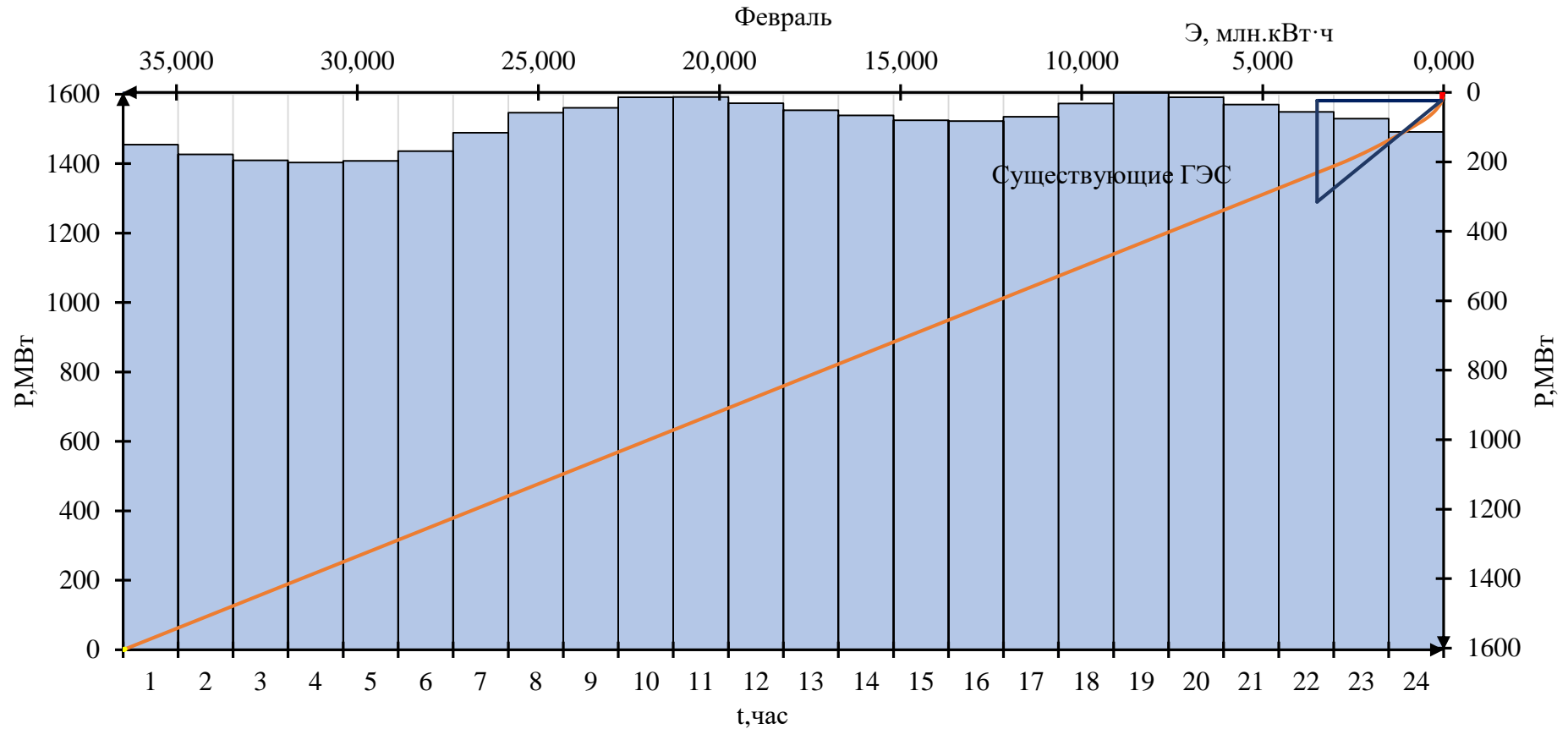


Рисунок Б.2 – Суточный график нагрузки февраля, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник –Победная ГЭС(пик); Желтый треугольник –Победная ГЭС(база)

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в марте

Час	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлёд., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Знач.ВБ, м	Зкон.ВБ, м	Зср.ВБ, м	ЗНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб., МВт
10	16	0	0,8	0	-7,3	22	57	8	79	0	80	0,10	0,00	0,10	350,00	349,96	349,98	321,40	27,88	19	19
11	16	0	0,8	0	-7,3	22	61	8	83	0	84	0,10	0,00	0,10	349,96	349,93	349,94	321,44	27,80	20	20
12	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,93	349,93	349,93	320,24	28,99	2	2
13	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,93	349,94	349,94	320,24	29,00	2	2
14	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,94	349,95	349,95	320,24	29,01	2	2
15	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,95	349,96	349,96	320,24	29,02	2	2
16	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,96	349,97	349,97	320,24	29,03	2	2
17	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,97	349,98	349,97	320,24	29,04	2	2
18	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,98	349,99	349,98	320,24	29,05	2	2
19	16	0	0,8	0	-7,3	22	119	8	141	0	142	0,10	0,00	0,10	349,99	349,92	349,95	321,89	27,36	33	33
20	16	0	0,8	0	-7,3	22	57	8	79	0	80	0,10	0,00	0,10	349,92	349,88	349,90	321,40	27,80	19	19
21	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,88	349,89	349,89	320,24	28,95	2	2
22	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,89	349,90	349,89	320,24	28,96	2	2
23	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,90	349,91	349,90	320,24	28,97	2	2
24	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,91	349,92	349,91	320,24	28,98	2	2
1	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,92	349,93	349,92	320,24	28,99	2	2
2	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,93	349,93	349,93	320,24	28,99	2	2
3	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,93	349,94	349,94	320,24	29,00	2	2
4	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,94	349,95	349,95	320,24	29,01	2	2
5	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,95	349,96	349,96	320,24	29,02	2	2
6	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,96	349,97	349,97	320,24	29,03	2	2
7	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,97	349,98	349,97	320,24	29,04	2	2
8	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,98	349,99	349,98	320,24	29,05	2	2
9	16	0	0,8	0	-7,3	22	-15	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,99	350,00	349,99	320,24	29,06	2	2

Продолжение приложения Б

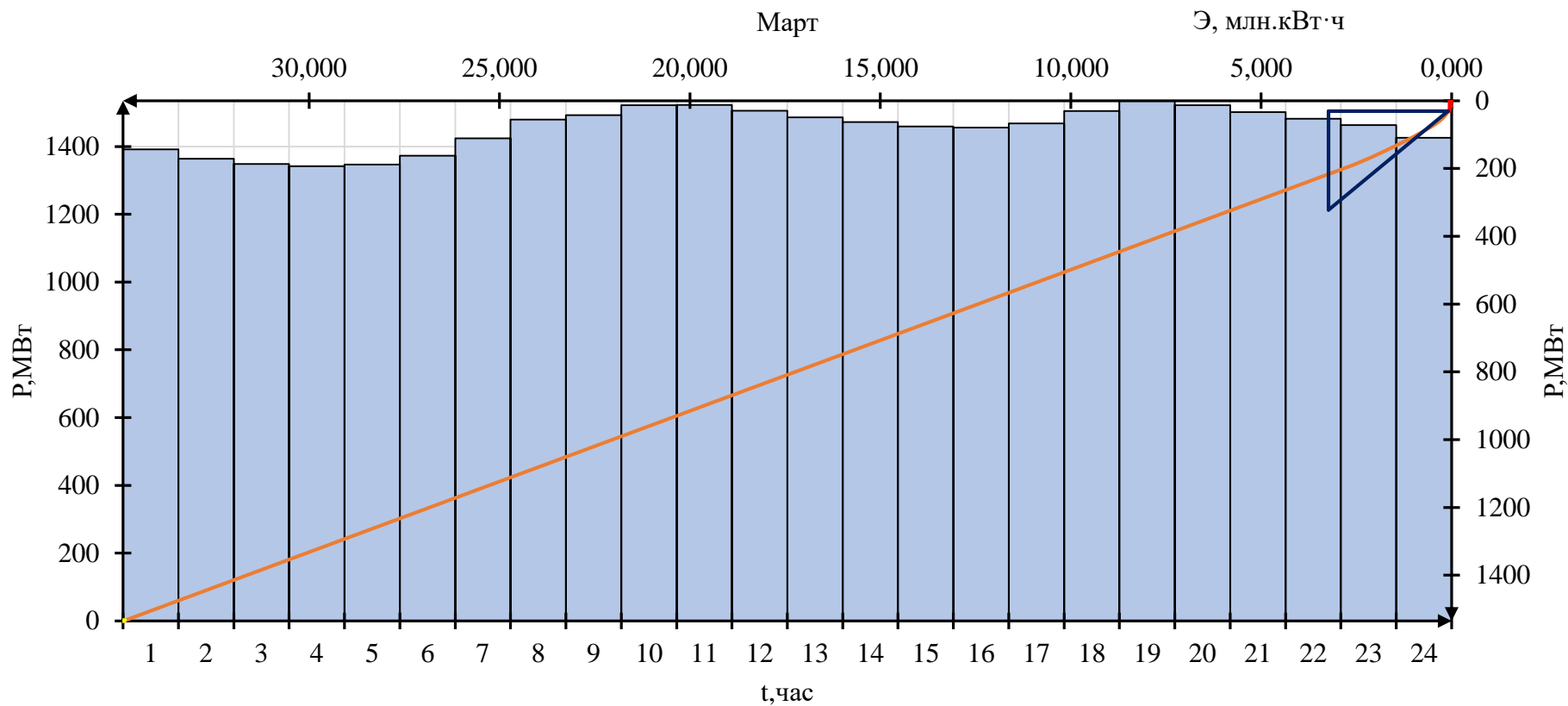


Рисунок Б.3 – Суточный график нагрузки марта, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник –Победная ГЭС(пик); Желтый треугольник –Победная ГЭС(база)

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в апреле

Час	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлёд., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб., МВт
8	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
9	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
10	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
11	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
12	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
13	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
14	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
15	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
16	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
17	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
18	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
19	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
20	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
21	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
22	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
23	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
24	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
1	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
2	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
3	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
4	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
5	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
6	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41
7	191	0	0,8	2	-0,5	178	0	8	177	1	179	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,10	27,20	41	41

Продолжение приложения Б

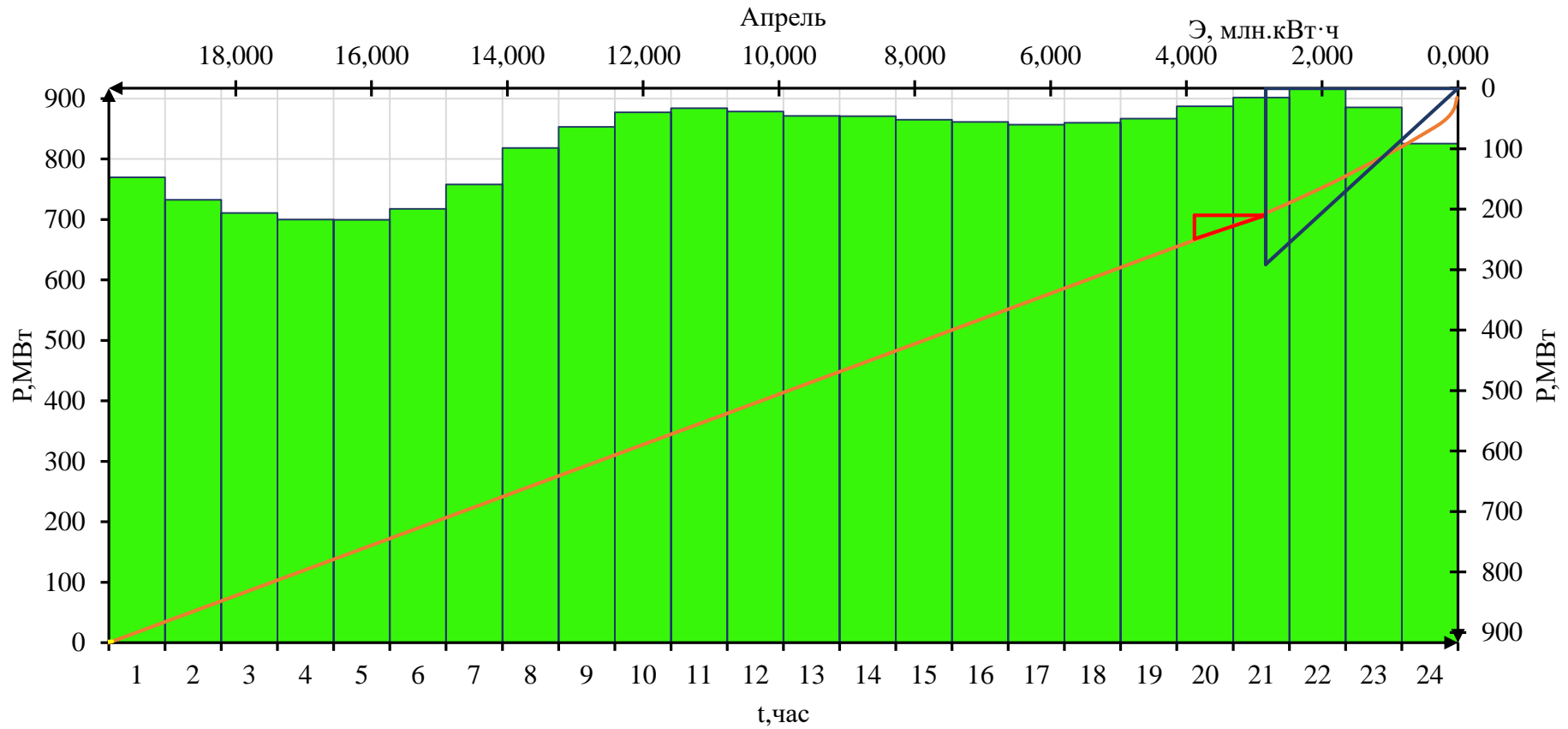


Рисунок Б.4 – Суточный график нагрузки апреля, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник –Победная ГЭС(база)

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Сработка-наполнение водохранилища в мае

Час	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлёд., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб., МВт
9	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,90	71	71
10	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
11	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
12	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
13	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
14	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
15	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
16	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
17	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
18	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
19	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
20	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
21	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
22	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
23	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
24	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
1	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
2	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
3	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
4	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
5	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
6	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
7	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71
8	803	0	0,8	8	0	794	0	8	307	487	795	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,40	26,89	71	71

Продолжение приложения Б

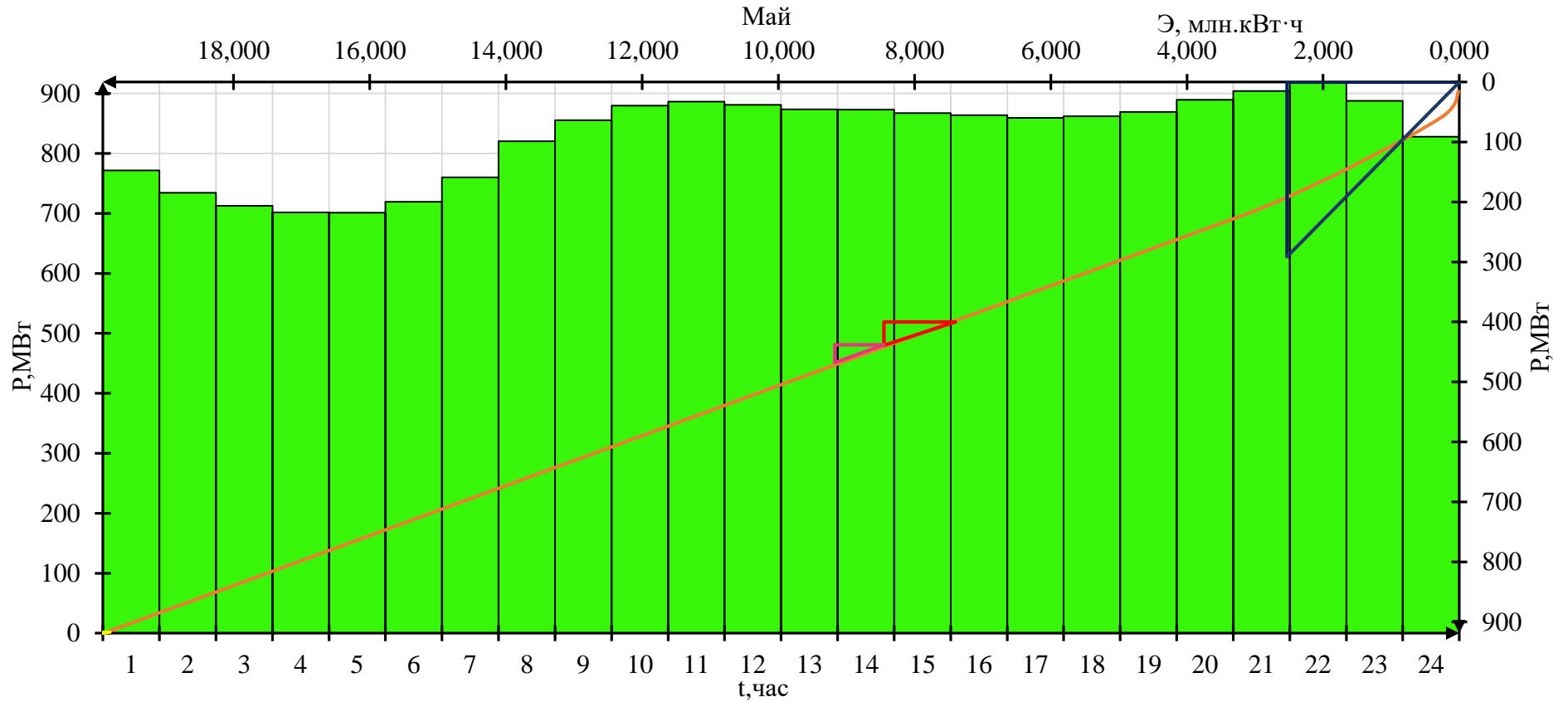


Рисунок Б.5 – Суточный график нагрузки мая, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник – Победная ГЭС(база); Розовый треугольник-треугольник дублирующей мощности Победной ГЭС

Продолжение приложения Б

Таблица Б.8 – Сработка-наполнение водохранилища в июне

Час	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлёд., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб., МВт
9	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
10	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
11	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
12	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
13	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
14	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
15	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
16	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
17	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
18	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
19	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
20	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
21	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
22	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
23	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
24	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
1	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
2	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
3	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
4	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
5	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
6	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
7	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64
8	293	0	0,8	3	0	289	0	8	279	10	290	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	322,65	26,65	64	64

Продолжение приложения Б

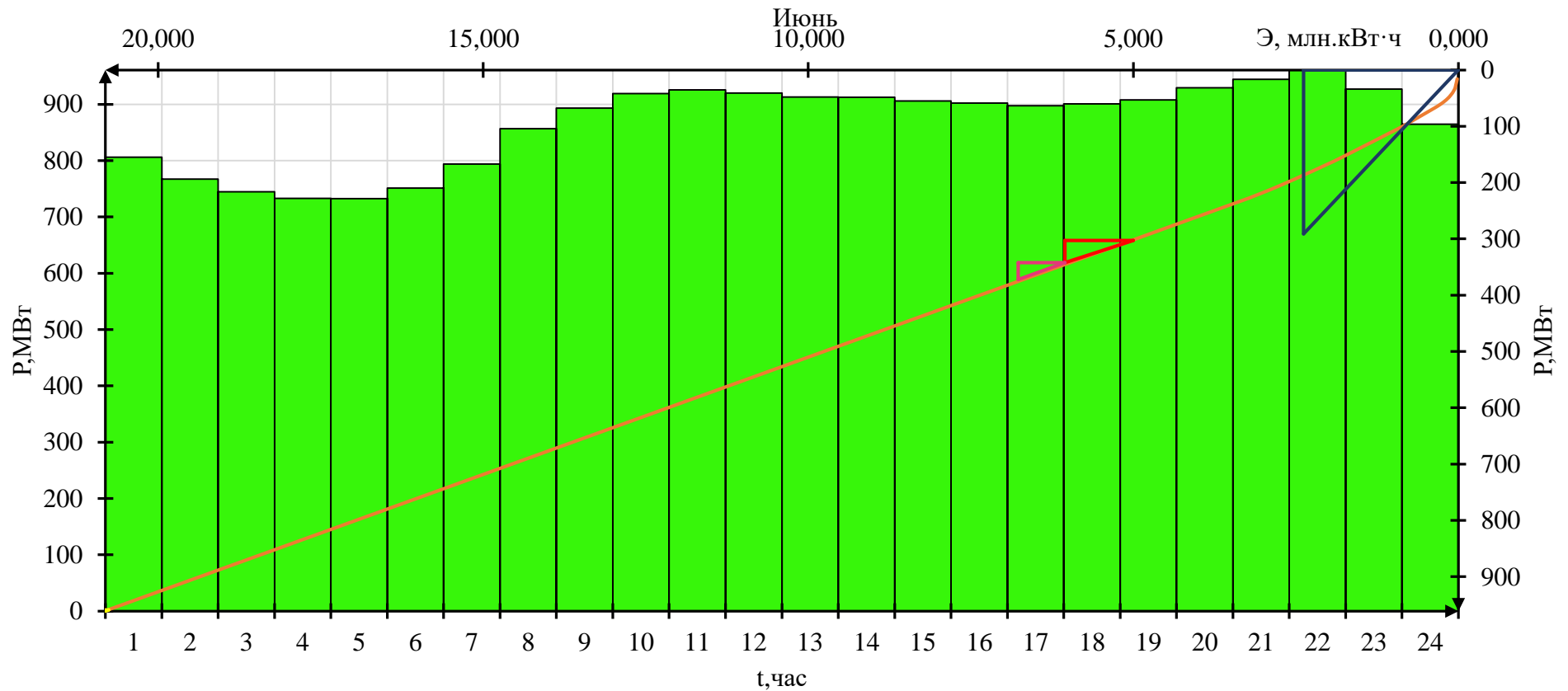


Рисунок Б.6 – Суточный график нагрузки июне, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник – Победная ГЭС(база); Розовый треугольник-треугольник дублирующей мощности Победной ГЭС

Продолжение приложения Б

Таблица Б.9 – Сработка-наполнение водохранилища в июле

Час	Qбыл, м ³ /с	Qпл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлёд., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QGЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб., МВт
1	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
2	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
3	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
4	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
5	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
6	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
7	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
8	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
9	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
10	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
11	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
12	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
13	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
14	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
15	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
16	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
17	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
18	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
19	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
20	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
21	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
22	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
23	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36
24	155	0	0,8	2	0	153	0	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,96	27,34	36	36

Продолжение приложения Б

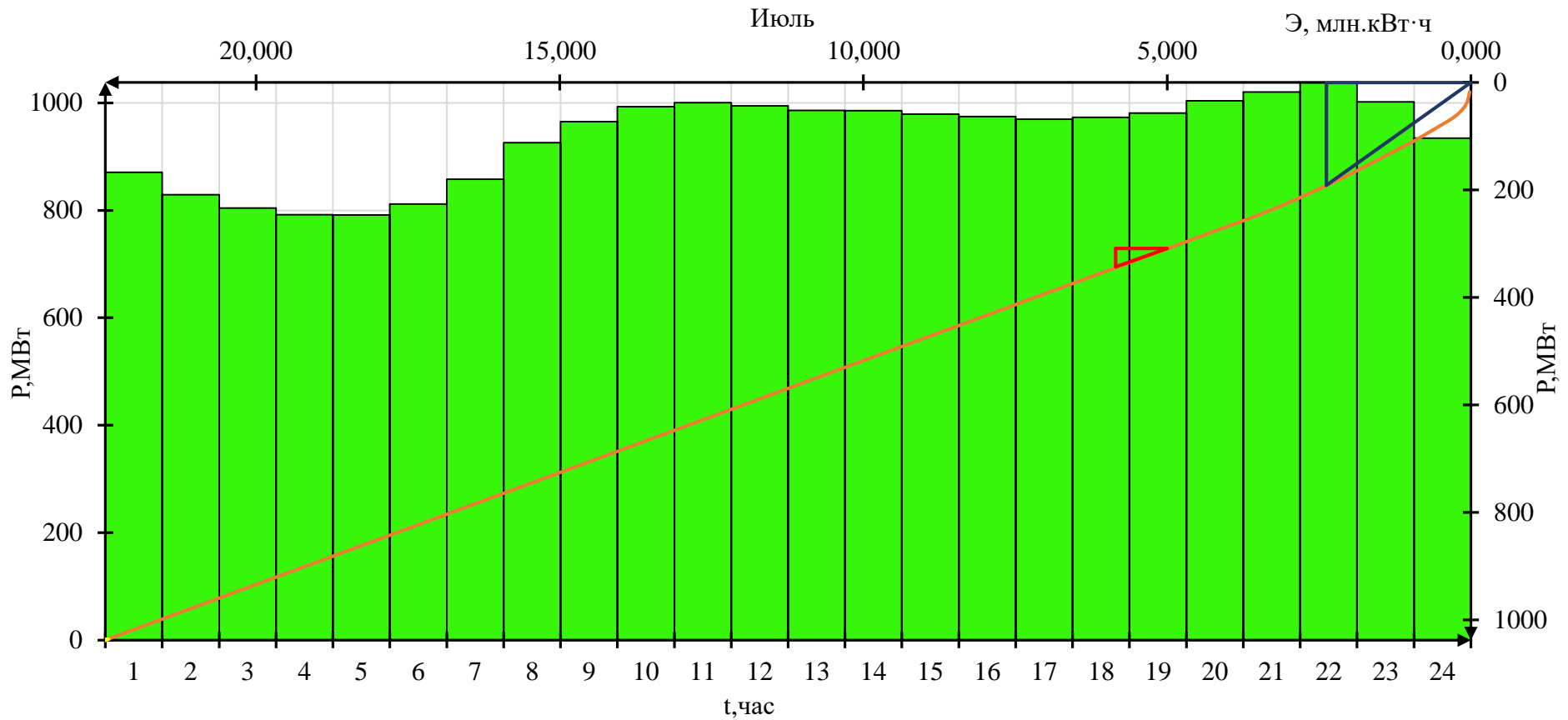


Рисунок Б.7 – Суточный график нагрузки июле, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник – Победная ГЭС(база)

Продолжение приложения Б

Таблица Б.10 – Сработка-наполнение водохранилища в августе

Час	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлед., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QGЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб., МВт
20	43	0	0,8	0	0	42	75,0	8	117	0	117	0,10	0,00	0,10	350,00	349,95	349,98	321,72	27,56	28	28
21	43	0	0,8	0	0	42	134,0	8	176	0	176	0,10	0,00	0,10	349,95	349,87	349,91	322,09	27,12	41	41
22	43	0	0,8	0	0	42	134,6	8	176	0	177	0,10	0,00	0,10	349,87	349,79	349,83	322,09	27,04	41	41
23	43	0	0,8	0	0	42	66,6	8	108	0	109	0,10	0,00	0,10	349,79	349,75	349,77	321,66	27,41	26	26
24	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,75	349,77	349,76	320,24	28,82	2	2
1	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,77	349,79	349,78	320,24	28,84	2	2
2	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,79	349,81	349,80	320,24	28,86	2	2
3	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,81	349,83	349,82	320,24	28,88	2	2
4	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,83	349,85	349,84	320,24	28,90	2	2
5	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,85	349,87	349,86	320,24	28,92	2	2
6	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,87	349,89	349,88	320,24	28,95	2	2
7	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,89	349,91	349,90	320,24	28,97	2	2
8	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,91	349,93	349,92	320,24	28,99	2	2
9	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,93	349,95	349,94	320,24	29,01	2	2
10	43	0	0,8	0	0	42	22,8	8	64	0	65	0,10	0,00	0,10	349,95	349,94	349,95	321,23	28,01	16	16
11	43	0	0,8	0	0	42	57,4	8	99	0	100	0,10	0,00	0,10	349,94	349,91	349,92	321,58	27,64	24	24
12	43	0	0,8	0	0	42	31,5	8	73	0	74	0,10	0,00	0,10	349,91	349,89	349,90	321,33	27,86	18	18
13	43	0	0,8	0	0	42	-6,7	8	35	0	36	0,10	0,00	0,10	349,89	349,89	349,89	320,80	28,38	9	9
14	43	0	0,8	0	0	42	-6,7	8	35	0	36	0,10	0,00	0,10	349,89	349,89	349,89	320,80	28,39	9	9
15	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,89	349,91	349,90	320,24	28,97	2	2
16	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,91	349,94	349,92	320,24	28,99	2	2
17	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,94	349,96	349,95	320,24	29,01	2	2
18	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,96	349,98	349,97	320,24	29,03	2	2
19	43	0	0,8	0	0	42	-33,9	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,98	350,00	349,99	320,24	29,05	2	2

Продолжение приложения Б

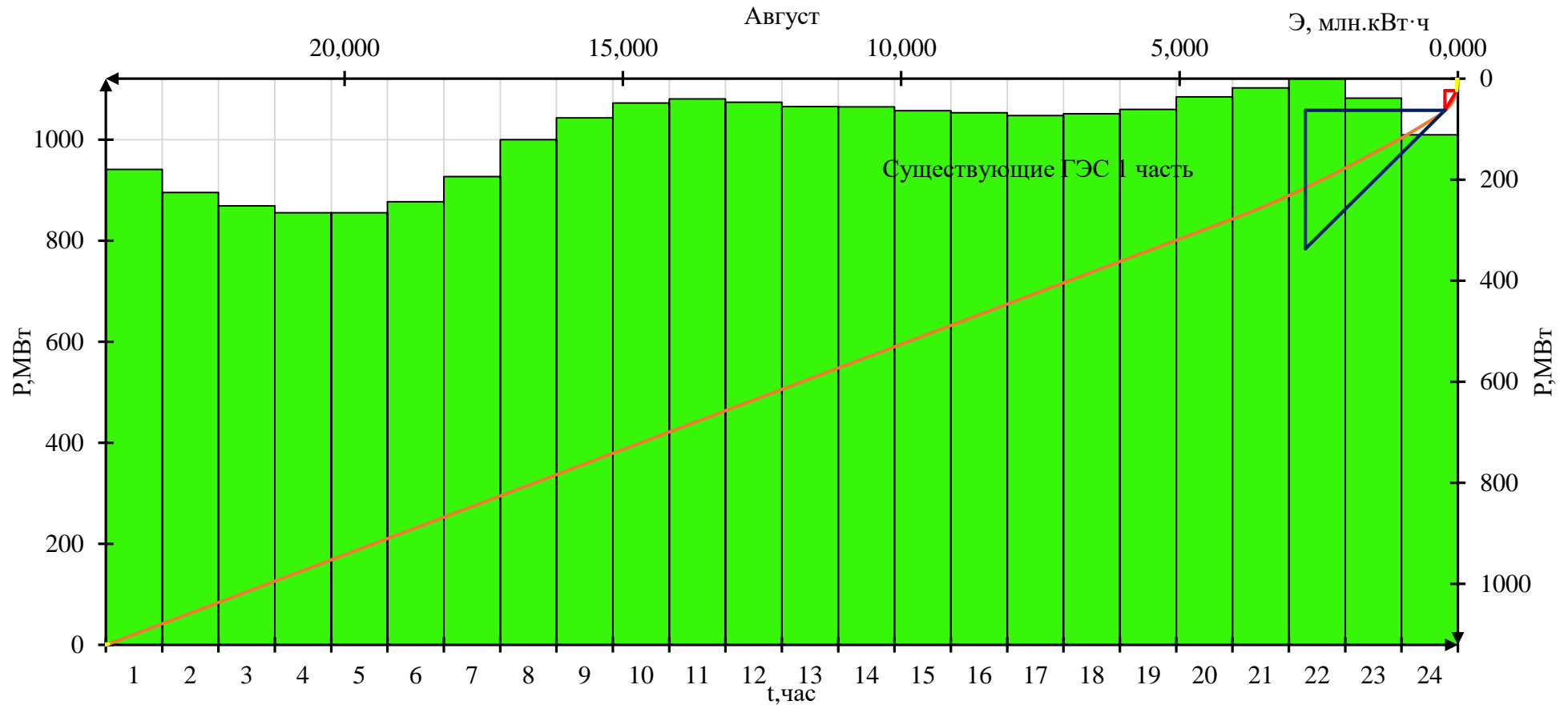


Рисунок Б.8 – Суточный график нагрузки августа, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник – Победная ГЭС(полу-пик), Желтый треугольник – Существующие ГЭС 2 часть

Продолжение приложения Б

Таблица Б.11 – Сработка-наполнение водохранилища в сентябре

Час	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлéd., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб., МВт
8	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
9	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
10	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
11	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
12	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
13	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
14	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
15	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
16	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
17	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
18	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
19	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
20	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
21	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
22	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
23	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
24	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
1	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
2	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
3	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
4	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
5	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
6	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28
7	118	0	0,8	0	0	117	0	8	117	0	118	0,10	0,00	0,10	350,00	350,00	350,00	321,73	27,57	28	28

Продолжение приложения Б

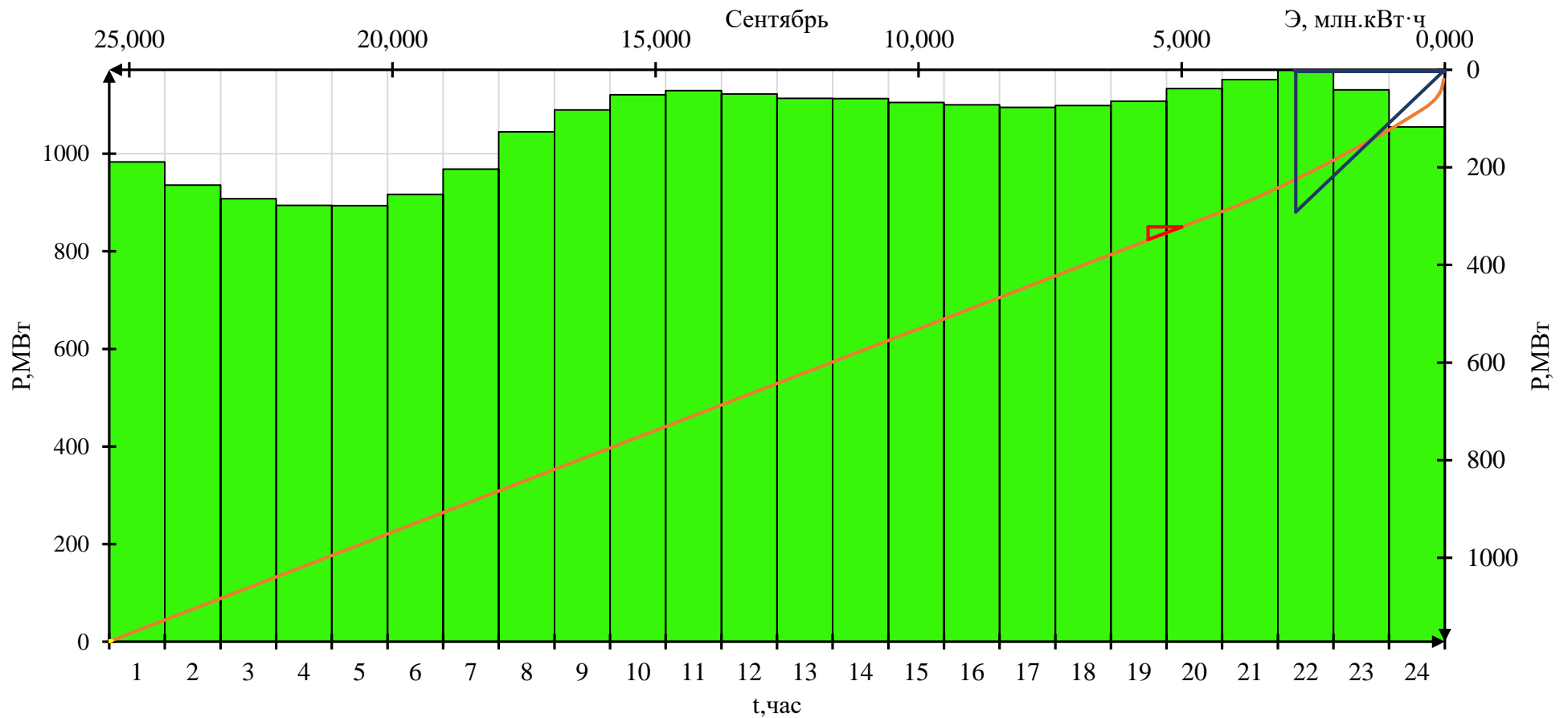


Рисунок Б.9 – Суточный график нагрузки сентября, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник –Победная ГЭС(база)

Продолжение приложения Б

Таблица Б.12 – Сработка-наполнение водохранилища в октябре

Час	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлед., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QGЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Знач.ВБ, м	Зкон.ВБ, м	Зср.ВБ, м	ЗНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб., МВт
8	96	0	0,8	0	1,4	94	57	8	151	0	152	0,10	0,00	0,10	350,00	349,96	349,98	321,95	27,34	35	35
9	96	0	0,8	0	1,4	94	57	8	151	0	152	0,10	0,00	0,10	349,96	349,93	349,94	321,95	27,30	35	35
10	96	0	0,8	0	1,4	94	58	8	151	0	152	0,10	0,00	0,10	349,93	349,89	349,91	321,95	27,26	35	35
11	96	0	0,8	0	1,4	94	58	8	151	0	152	0,10	0,00	0,10	349,89	349,86	349,88	321,95	27,23	35	35
12	96	0	0,8	0	1,4	94	58	8	152	0	153	0,10	0,00	0,10	349,86	349,82	349,84	321,95	27,19	35	35
13	96	0	0,8	0	1,4	94	58	8	152	0	153	0,10	0,00	0,10	349,82	349,79	349,80	321,95	27,15	35	35
14	96	0	0,8	0	1,4	94	56	8	149	0	150	0,10	0,00	0,10	349,79	349,75	349,77	321,94	27,13	35	35
15	96	0	0,8	0	1,4	94	-18	8	76	0	76	0,10	0,00	0,10	349,75	349,76	349,76	321,36	27,70	18	18
16	96	0	0,8	0	1,4	94	-32	8	62	0	63	0,10	0,00	0,10	349,76	349,78	349,77	321,21	27,87	15	15
17	96	0	0,8	0	1,4	94	36	8	130	0	131	0,10	0,00	0,10	349,78	349,76	349,77	321,81	27,26	30	30
18	96	0	0,8	0	1,4	94	58	8	152	0	153	0,10	0,00	0,10	349,76	349,72	349,74	321,95	27,09	35	35
19	96	0	0,8	0	1,4	94	59	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	349,72	349,69	349,71	321,95	27,05	35	35
20	96	0	0,8	0	1,4	94	59	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	349,69	349,65	349,67	321,95	27,02	35	35
21	96	0	0,8	0	1,4	94	59	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	349,65	349,61	349,63	321,95	26,98	35	35
22	96	0	0,8	0	1,4	94	59	8	153	0	153	0,10	0,00	0,10	349,61	349,58	349,60	321,95	26,94	35	35
23	96	0	0,8	0	1,4	94	9	8	103	0	104	0,10	0,00	0,09752	349,58	349,57	349,57	321,62	27,26	24	24
24	96	0	0,8	0	1,4	94	-86	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,57	349,63	349,60	320,23	28,66	2	2
1	96	0	0,8	0	1,4	94	-86	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,63	349,68	349,65	320,23	28,72	2	2
2	96	0	0,8	0	1,4	94	-86	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,68	349,73	349,71	320,23	28,77	2	2
3	96	0	0,8	0	1,4	94	-86	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,73	349,79	349,76	320,23	28,83	2	2
4	96	0	0,8	0	1,4	94	-86	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,79	349,84	349,81	320,23	28,88	2	2
5	96	0	0,8	0	1,4	94	-86	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,84	349,89	349,87	320,23	28,93	2	2
6	96	0	0,8	0	1,4	94	-86	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,89	349,94	349,92	320,23	28,98	2	2
7	96	0	0,8	0	1,4	94	-86	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,94	350,00	349,97	320,23	29,04	2	2

Продолжение приложения Б

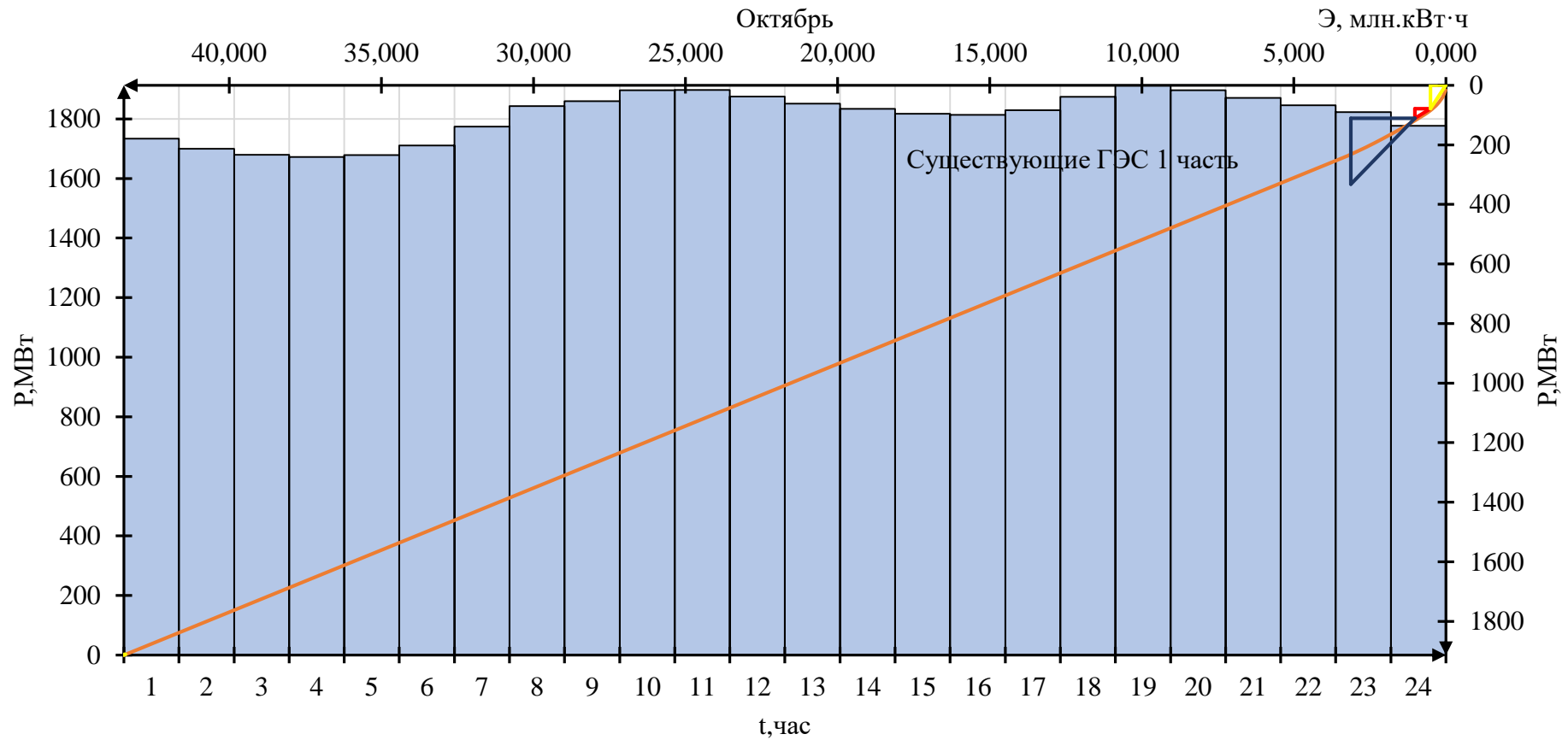


Рисунок Б.10 – Суточный график нагрузки октября, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник – Победная ГЭС(полу-пик), Желтый треугольник – Существующие ГЭС 2 часть

Продолжение приложения Б

Таблица Б.13 – Сработка-наполнение водохранилища в ноябре

Час	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлед, м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	Qсан.п., м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб., МВт
19	57	0	0,8	0	1,5	55	42	8	97	0	98	0,10	0,00	0,10	350,00	349,97	349,99	321,56	27,72	23	23
20	57	0	0,8	0	1,5	55	87	8	142	0	143	0,10	0,00	0,10	349,97	349,92	349,94	321,89	27,36	33	33
21	57	0	0,8	0	1,5	55	87	8	142	0	143	0,10	0,00	0,10	349,92	349,87	349,89	321,89	27,30	33	33
22	57	0	0,8	0	1,5	55	87	8	142	0	143	0,10	0,00	0,10	349,87	349,81	349,84	321,89	27,25	33	33
23	57	0	0,8	0	1,5	55	5,7	8	60	0	61	0,10	0,00	0,10	349,81	349,81	349,81	321,18	27,93	15	15
24	57	0	0,8	0	1,5	55	-47,1	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,81	349,84	349,82	320,23	28,89	2	2
1	57	0	0,8	0	1,5	55	-47,1	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,84	349,87	349,85	320,23	28,92	2	2
2	57	0	0,8	0	1,5	55	-47,1	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,87	349,90	349,88	320,23	28,95	2	2
3	57	0	0,8	0	1,5	55	-47,1	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,90	349,92	349,91	320,23	28,98	2	2
4	57	0	0,8	0	1,5	55	87	8	142	0	143	0,10	0,00	0,10	349,92	349,87	349,90	321,89	27,31	33	33
5	57	0	0,8	0	1,5	55	88	8	143	0	144	0,10	0,00	0,10	349,87	349,82	349,84	321,90	27,25	33	33
6	57	0	0,8	0	1,5	55	86	8	141	0	142	0,10	0,00	0,10	349,82	349,76	349,79	321,88	27,21	33	33
7	57	0	0,8	0	1,5	55	86	8	141	0	142	0,10	0,00	0,10	349,76	349,71	349,74	321,88	27,15	33	33
8	57	0	0,8	0	1,5	55	-15	8	40	0	41	0,10	0,00	0,10	349,71	349,72	349,72	320,89	28,13	10	10
9	57	0	0,8	0	1,5	55	-47	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,72	349,75	349,73	320,23	28,80	2	2
10	57	0	0,8	0	1,5	55	-47	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,75	349,78	349,76	320,23	28,83	2	2
11	57	0	0,8	0	1,5	55	-47	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,78	349,81	349,79	320,23	28,86	2	2
12	57	0	0,8	0	1,5	55	-47	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,81	349,84	349,82	320,23	28,89	2	2
13	57	0	0,8	0	1,5	55	-47	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,84	349,87	349,85	320,23	28,92	2	2
14	57	0	0,8	0	1,5	55	-47	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,87	349,89	349,88	320,23	28,95	2	2
15	57	0	0,8	0	1,5	55	-47	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,89	349,92	349,91	320,23	28,97	2	2
16	57	0	0,8	0	1,5	55	-47	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,92	349,95	349,94	320,23	29,00	2	2
17	57	0	0,8	0	1,5	55	-47	8	8	0	8	0,10	0,00	0,10	349,95	349,98	349,97	320,23	29,03	2	2
18	57	0	0,8	0	1,5	55	-28	8	27	0	28	0,10	0,00	0,10	349,98	350,00	349,99	320,65	28,63	7	7

Продолжение приложения Б

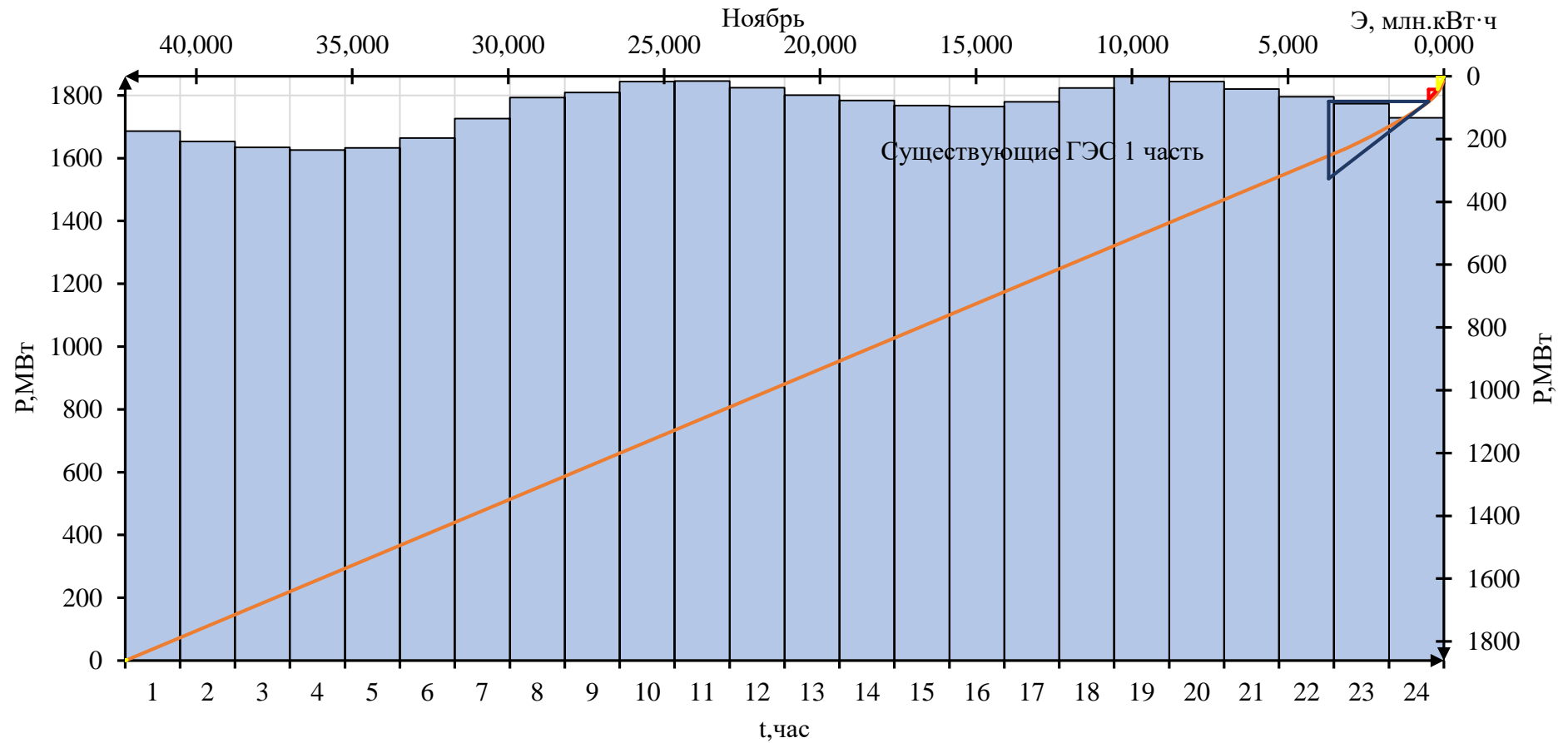


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки августа, совмещенный с ИКН

Примечание: Красный треугольник – Победная ГЭС (полу-пик), Желтый треугольник – Существующие ГЭС 2 часть

Окончание приложения Б

Таблица Б.14 – Расчеты для построения баланса мощности энергосистемы

Месяц	Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС				Ндубл ·
	Рmax	Равар.	Рнагр.	Нраб.	Ннагр.	Нрем.	Нраб.	Ннагр.	Нрем.	Нраб.	Ннагр.	Навар.	Нрем.	
I	1679	168	50	192	5,8	0	41	1,0	0	1446	43,4	168	0	
II	1595	160	48	205	6,2	0	26	0,7	0	1364	40,9	160	0	
III	1449	145	43	155	4,7	0	33	0,8	0	1261	37,8	145	0	
IV	1280	128	38	205	6,2	0	41	1,0	0	1034	31,0	128	0	
V	1134	113	34	190	5,7	0	41	1,0	0	873	26,2	113	0	30
VI	1049	105	31	185	5,6	0	41	1,0	0	793	23,8	105	121	30
VII	1049	105	31	178	5,3	0	36	0,9	0	835	25,1	105	121	
VIII	1133	113	34	166	5,0	0	41	1,0	0	926	27,8	113	0	
IX	1279	128	38	210	6,3	35	28	0,7	7	1041	31,2	128	0	
X	1448	145	43	166	5,0	0	35	0,9	0	1247	37,4	145	0	
XI	1594	159	48	193	5,8	0	33	0,8	0	1368	41,0	159	0	
XII	1679	168	50	194	5,8	0	41	1,0	0	1444	43,3	168	0	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Расчет режимного поля

Кривые связи		Напорные характеристики				Линия ограничения по уст. мощности		Линия ограничения по пропускной способности турбины		Линия ограничения по min расходу	
								Н	Q	Н	Q
Q	Z _{нб з}	Z _{нб л}	H _{нпу}	H _{умо}	H _р	Н	Q	Н	Q	Н	Q _{сан.п.}
0	320,0	320,01	29,3	28,9	29,1	27	310	27	323,5	29,5	8
50	321,2	321,03	28,3	27,7	28,1	26	322	26	317,4	27	8
100	321,7	321,58	27,7	27,1	27,5	25	335	25,7	315,6		
150	322,1	321,93	27,4	26,8	27,2						
200	322,4	322,21	27,1	26,5	26,9						
250	322,7	322,46	26,8	26,2	26,7						
300	322,9	322,69	26,6	26,0	26,4						
350	323,1	322,88	26,4	25,8	26,2						

Продолжение приложения В

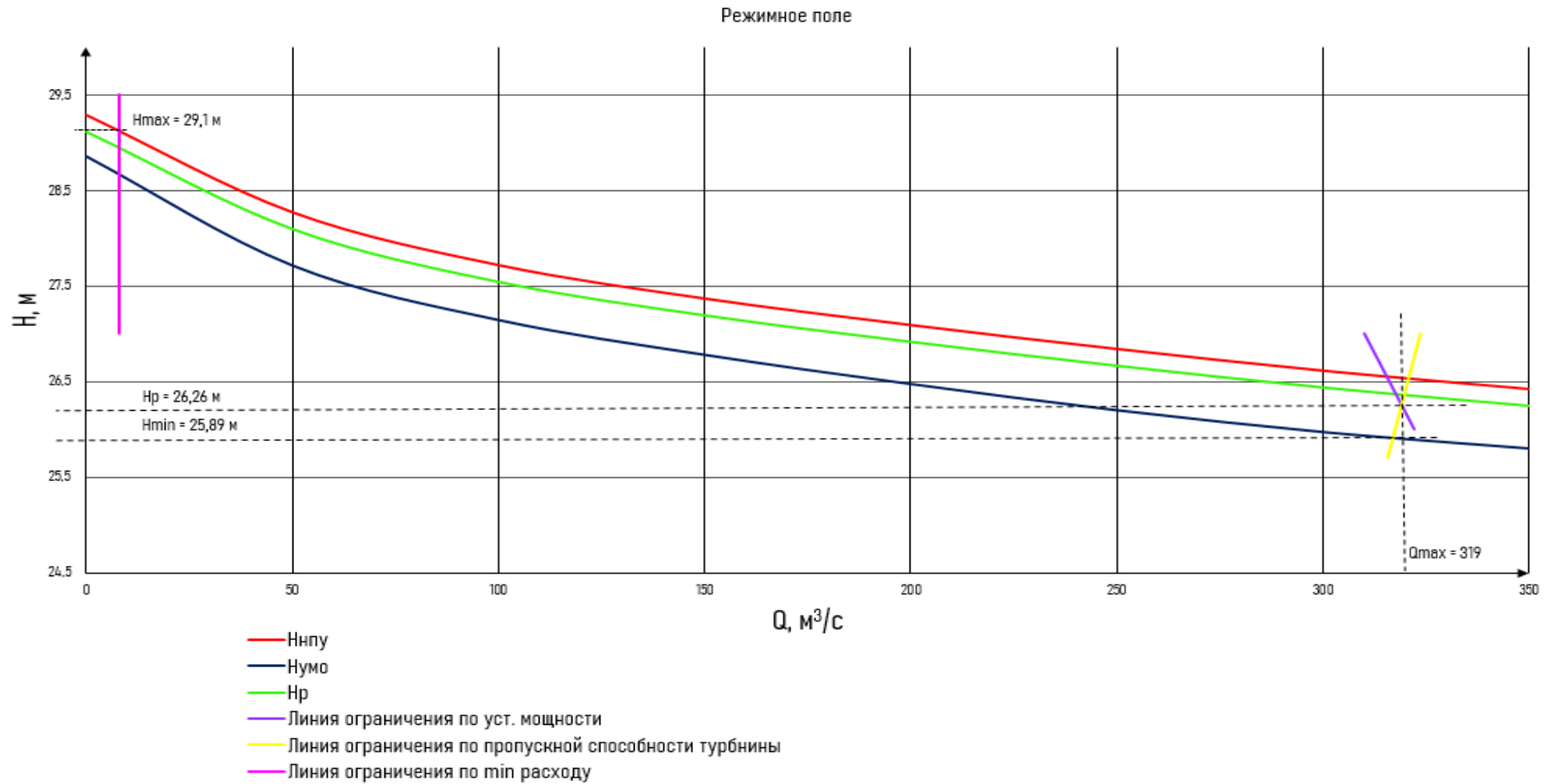


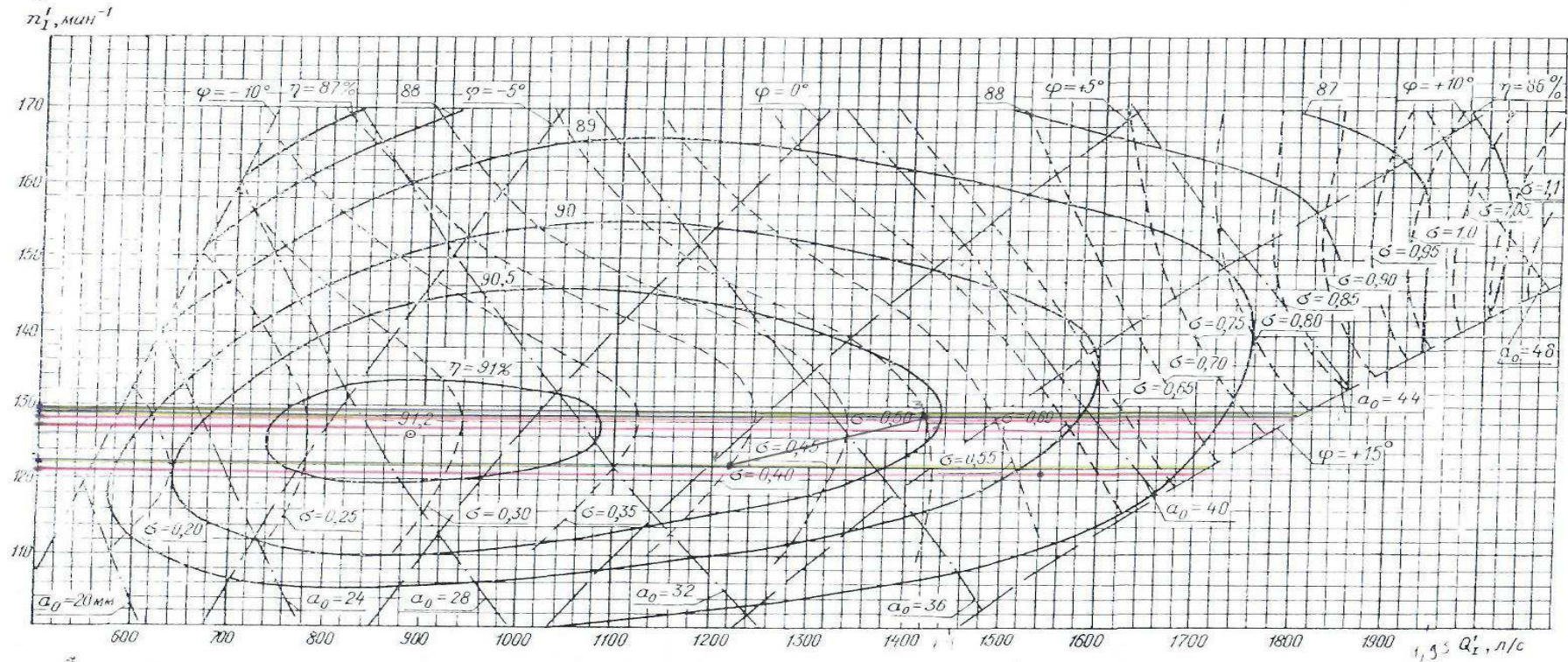
Рисунок В.1 – Режимное поле Победной ГЭС

Продолжение приложения В

— $D_I = 4$ м
 — $D_I = 4,5$ м

расчетная т. по вв. на 134/1 вблизи от правую лопатку

Универсальная характеристика ПЛ 30/800-В-46
 № 2372 ЛМЗ



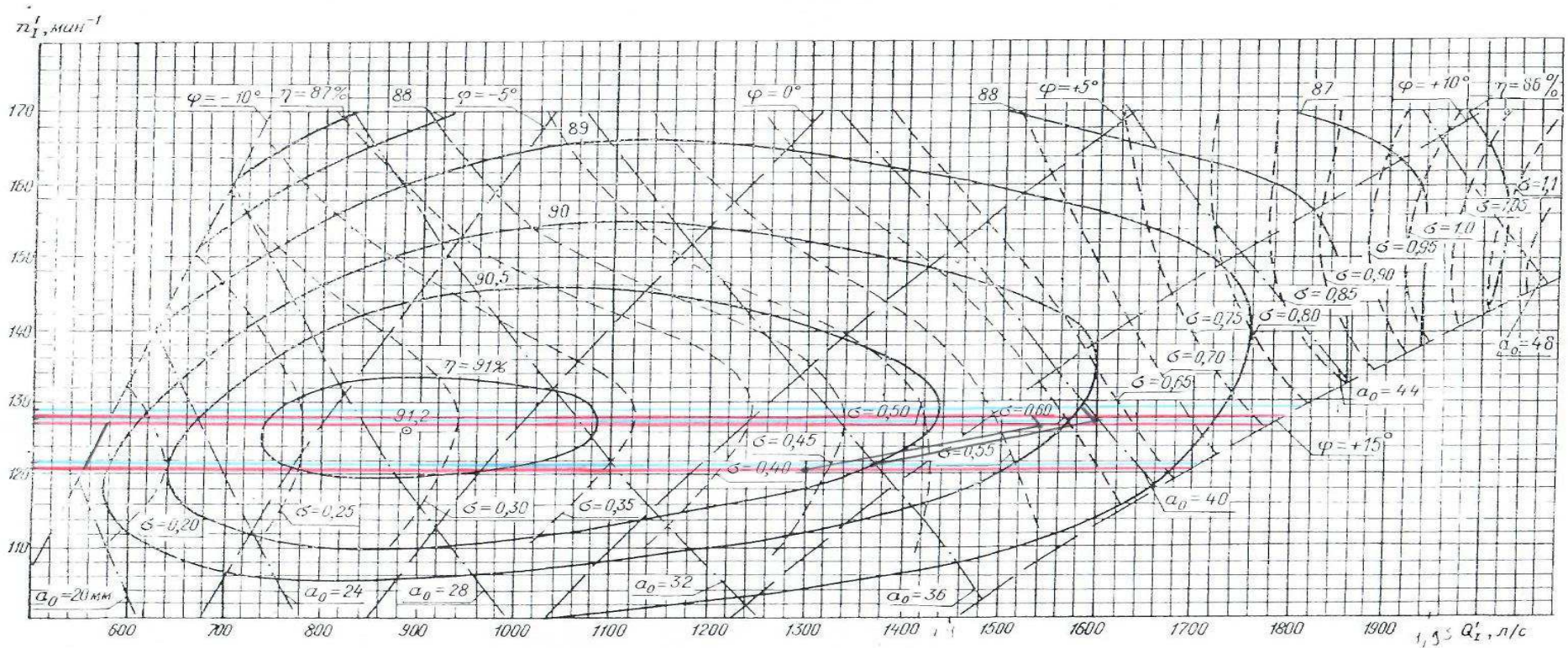
Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и $t = 5^{\circ}\text{C}$
 Черт. 7

Рисунок В.2 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30а-В (1)

Продолжение приложения В

— $D_1 = 4,25 \text{ м}$
 — $D_1 = 3,55 \text{ м}$

Универсальная характеристика ПЛ 30/800-В-46
 № 2372 ЛМЗ



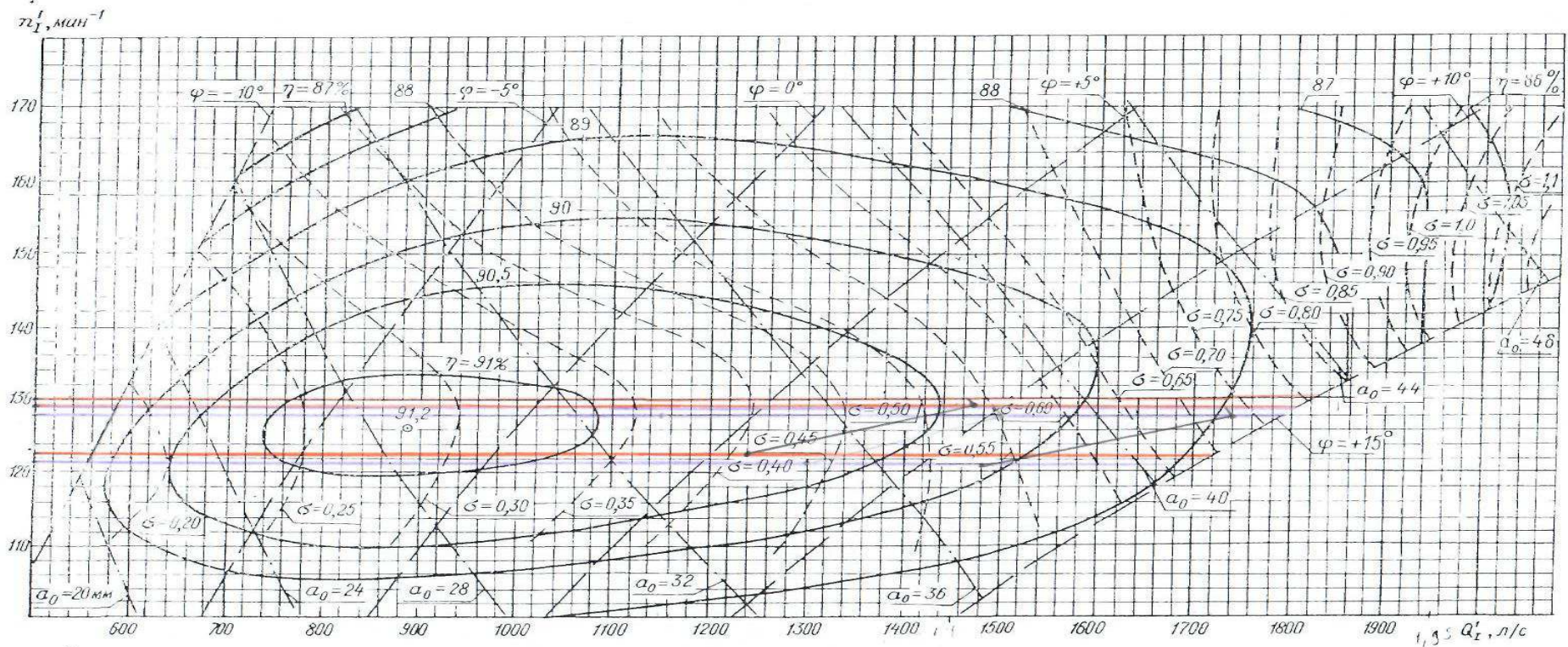
Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и $t = 5^\circ\text{C}$
 Черт. 7

Рисунок В.3 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30а-В (2)

Продолжение приложения В

— $D_1 = 3,35 \text{ м}$
 — $D_1 = 3,15 \text{ м}$

Универсальная характеристика ПЛ 30/800-В-46
 № 2372 ЛМЗ



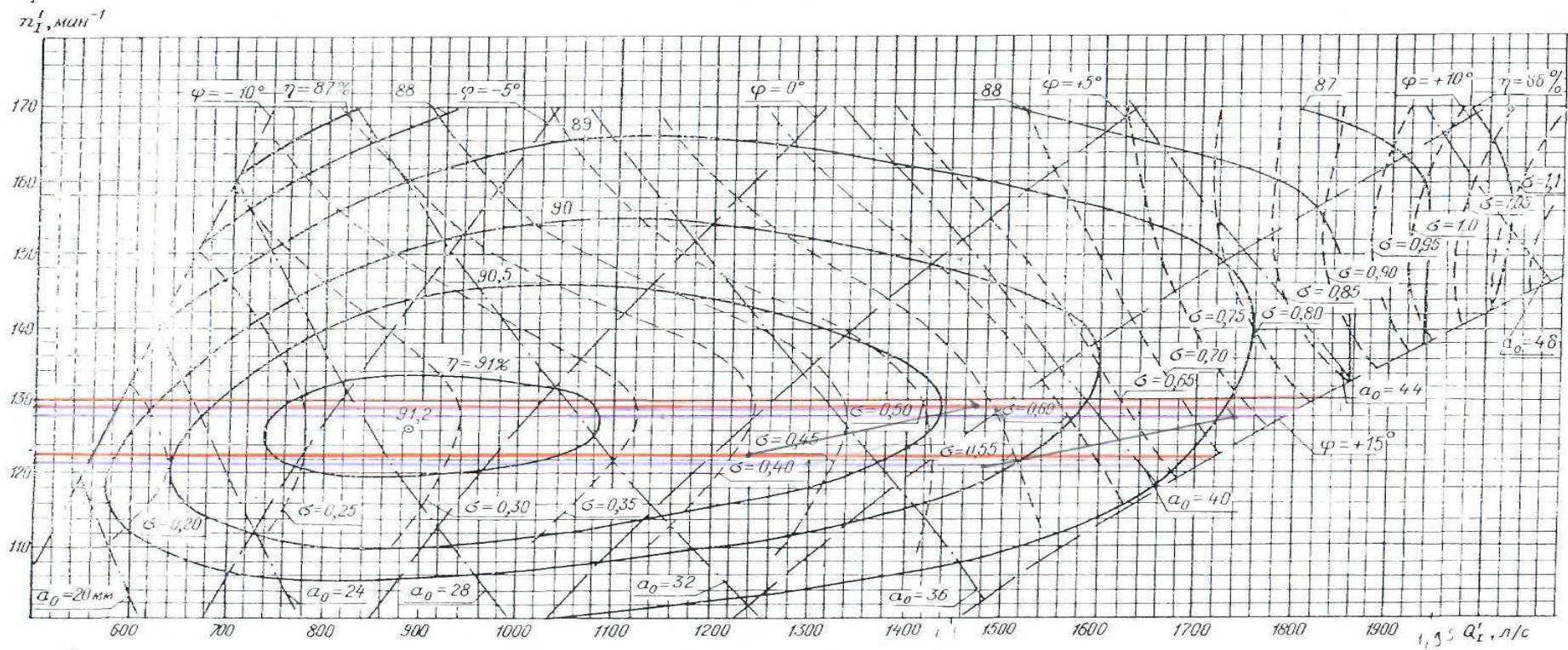
Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и $t = 5^\circ\text{C}$
 Черт. 7

Рисунок В.4 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30а-В (3)

Продолжение приложения В

— $D_1 = 3,35 \text{ м}$
 — $D_1 = 3,15 \text{ м}$

Универсальная характеристика ПЛ 30/800-В-46
 № 2372 ЛМЗ



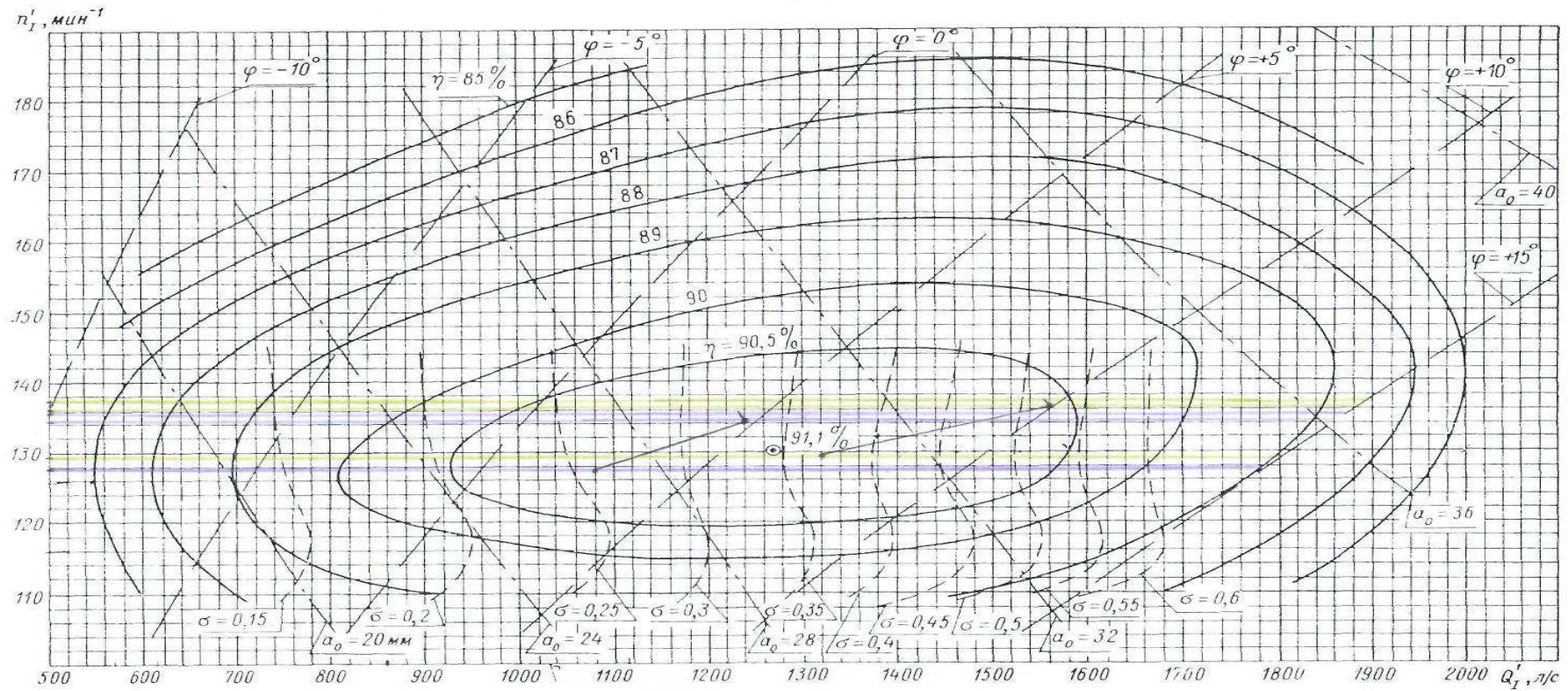
Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и $t = 5^\circ\text{C}$
 Черт. 7

Рисунок В.5 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ306-В (1)

Продолжение приложения В

— $D_1 = 3,55 \text{ м}$
 — $D_1 = 2,8 \text{ м}$

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 30/5876-В-46
 № 2363 ХТЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 8 м и $t = 21^\circ\text{C}$

Черт. 10

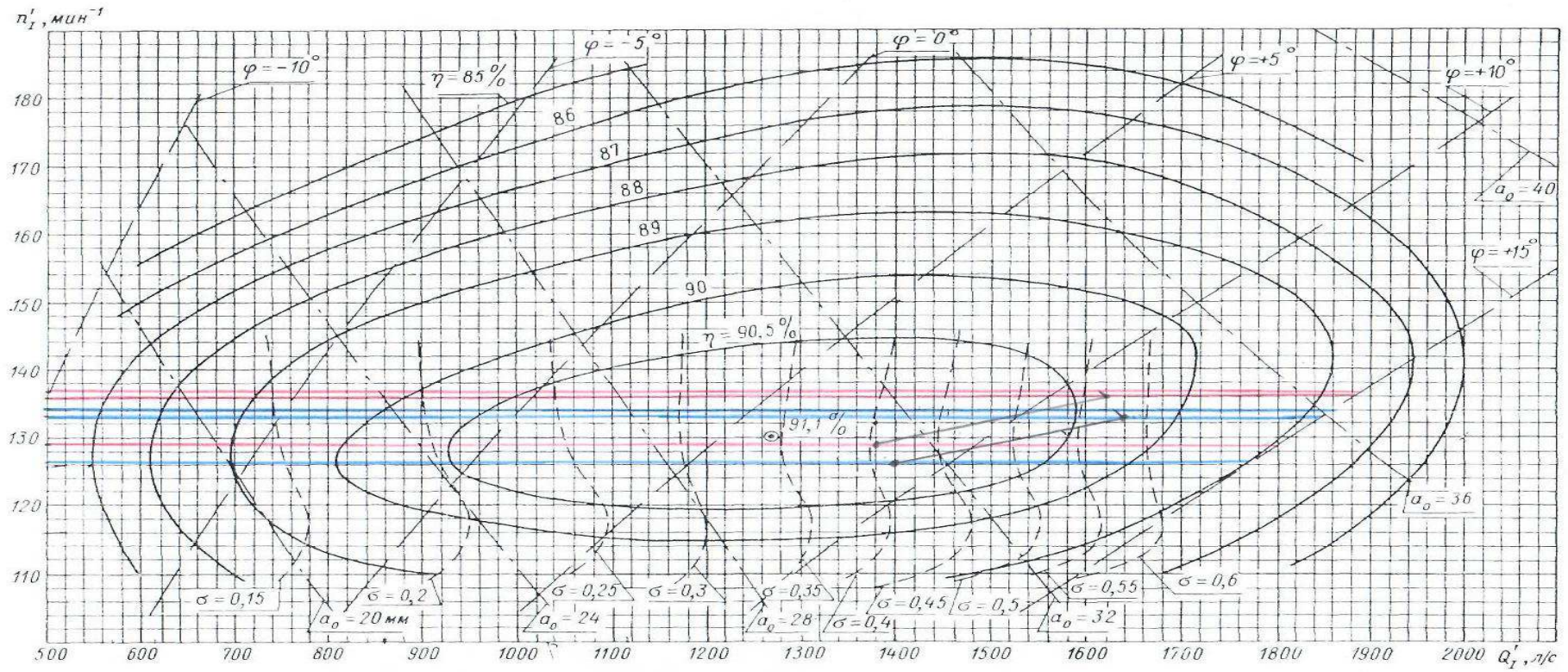
Рисунок В.6 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30Б-В (2)

Продолжение приложения В

— $\Delta_1 = 4,25 \text{ м}$
 — $\Delta_1 = 3 \text{ м}$ лучше

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 30/5876-В-46
 № 2363 ХТЗ

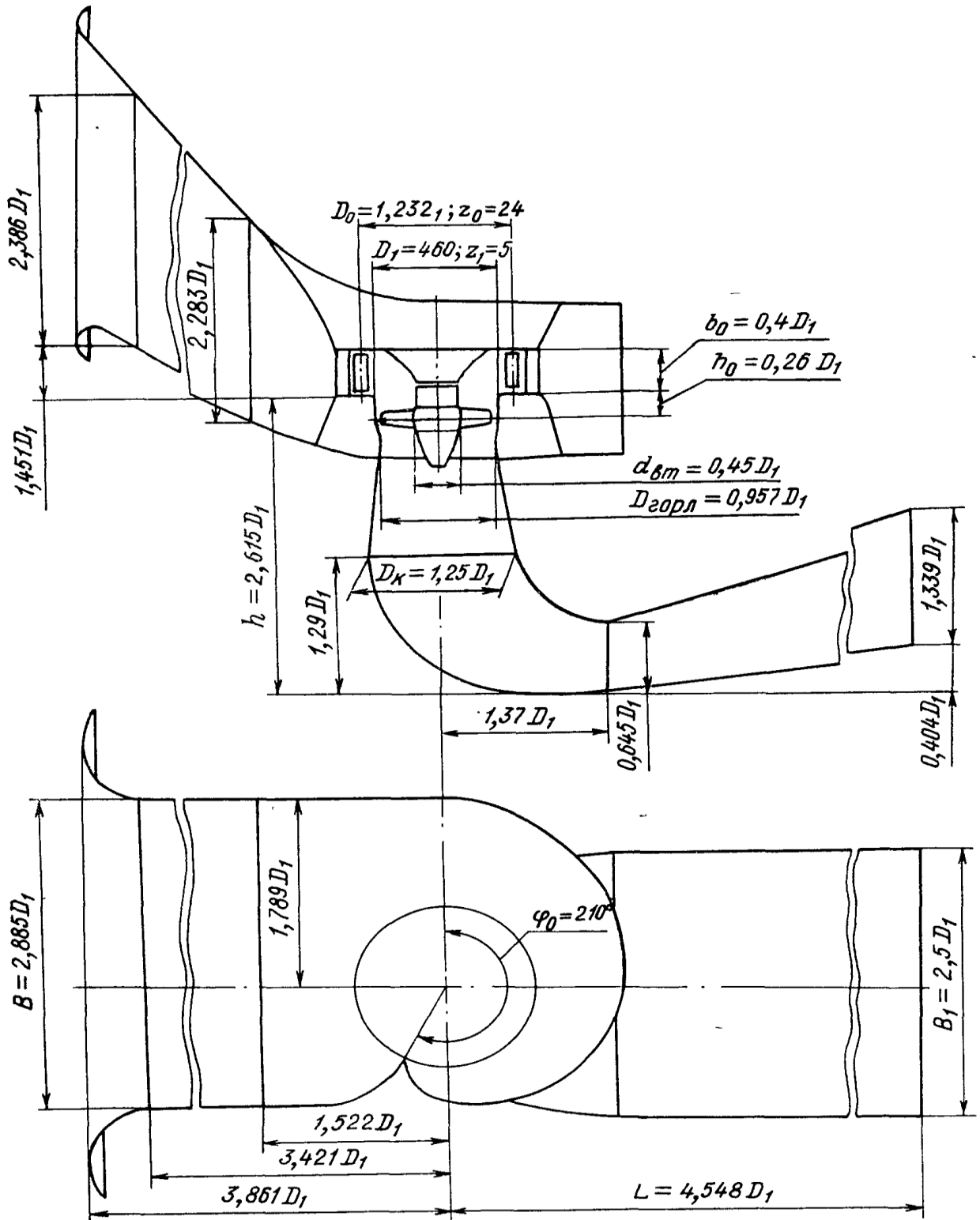
0,05
 0,4



Испытания проведены при напоре гидротурбины 8 м и $t = 21^\circ\text{C}$
 Черт. 10

Рисунок В.7 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ306-В (3)

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 30/800-В-46 (к универсальной характеристике № 2372 ЛМЗ)



Черт. 6

Рисунок В.8 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ30а-В

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	8,0505	7,596	7,141	6,686	6,231	5,776	5,321	4,866	4,411	3,956	3,501	3,05
bi	5,460	5,094	4,728	4,362	3,996	3,630	3,264	2,898	2,532	2,166	1,800	1,434
rk	4,48	4,38	4,28	4,19	4,09	3,99	3,89	3,79	3,70	3,60	3,50	3,40
rk/ra	1,280	1,252	1,224	1,196	1,168	1,140	1,112	1,084	1,056	1,028	1,000	0,972
ln(rk/ra)	0,247	0,225	0,202	0,179	0,155	0,131	0,106	0,081	0,055	0,028	0,000	-0,028
ri/ra	2,300	2,170	2,040	1,910	1,780	1,650	1,520	1,390	1,260	1,130	1,000	0,870
ln(ri/ra)	0,833	0,775	0,713	0,647	0,577	0,501	0,419	0,329	0,231	0,122	0,000	-0,139
b*ln(ri/ra)	4,548	3,947	3,371	2,823	2,305	1,818	1,367	0,955	0,586	0,265	0,000	-0,200
rk*ctg(y)	16,722	16,356	15,990	15,624	15,258	14,892	14,526	14,161	13,795	13,429	13,063	12,697
rk*ctg(y)*ln(rk/ra)	4,131	3,678	3,234	2,799	2,371	1,953	1,543	1,143	0,753	0,371	0,000	-0,360
mi	3,660	3,294	2,928	2,562	2,196	1,830	1,464	1,098	0,732	0,366	0,000	-0,366
Ji	4,325	3,810	3,313	2,835	2,377	1,943	1,536	1,158	0,813	0,508	0,248	0,043
φi	210,000	185,003	160,850	137,625	115,422	94,355	74,560	56,200	39,478	24,649	12,040	2,089

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительны е единицы	Именованны е единицы	
Защита выпрямительного трансформатора TE	$I > TE$	МТЗ $I_{ср.з2}$	$1,15 \cdot I_H$	3,48	
	$I >> TE$	ТО $I_{ср.ТО}$	$0,57 \cdot I_H$	1,72	
Диф. Защита продольная	IDG	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,5 \cdot I_H$	1,35 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,6	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,8 \cdot I_H$	2,42 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	4,54 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	10 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,21 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_H$	0,36 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$1,42 \cdot I_H$	4,3 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,24 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,12 \cdot I_H$	3,39 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	3,7 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	-	0,15 Ом
		2 ступень	Z_{II}	-	1,08 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	0,746 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	0,768 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,2 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,564 А

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ - 220	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Защита выпрямительного трансформатора ТЕ	$I > TE$	+	+						
	$I >> TE$	+	+						
Диф. Защита продольная	$I \Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1					+	
			t_2					+	
		t_3	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2					+	
		t_3	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2					+	
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Разновидности схем собственных нужд

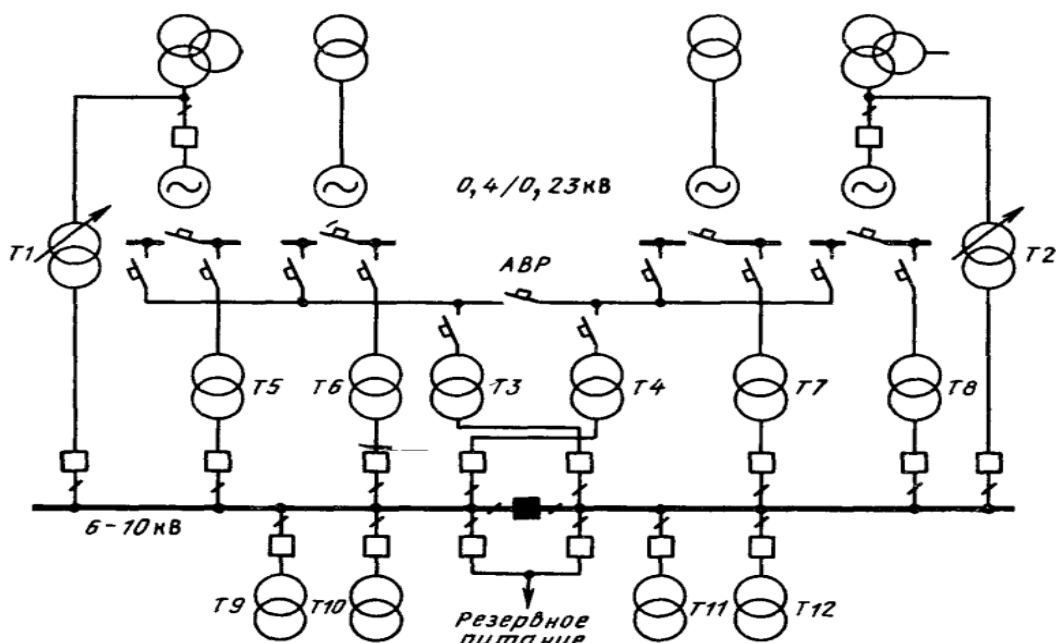


Рисунок Д.1 – Схема питания СН мощной ГЭС с общими питающими трансформаторами

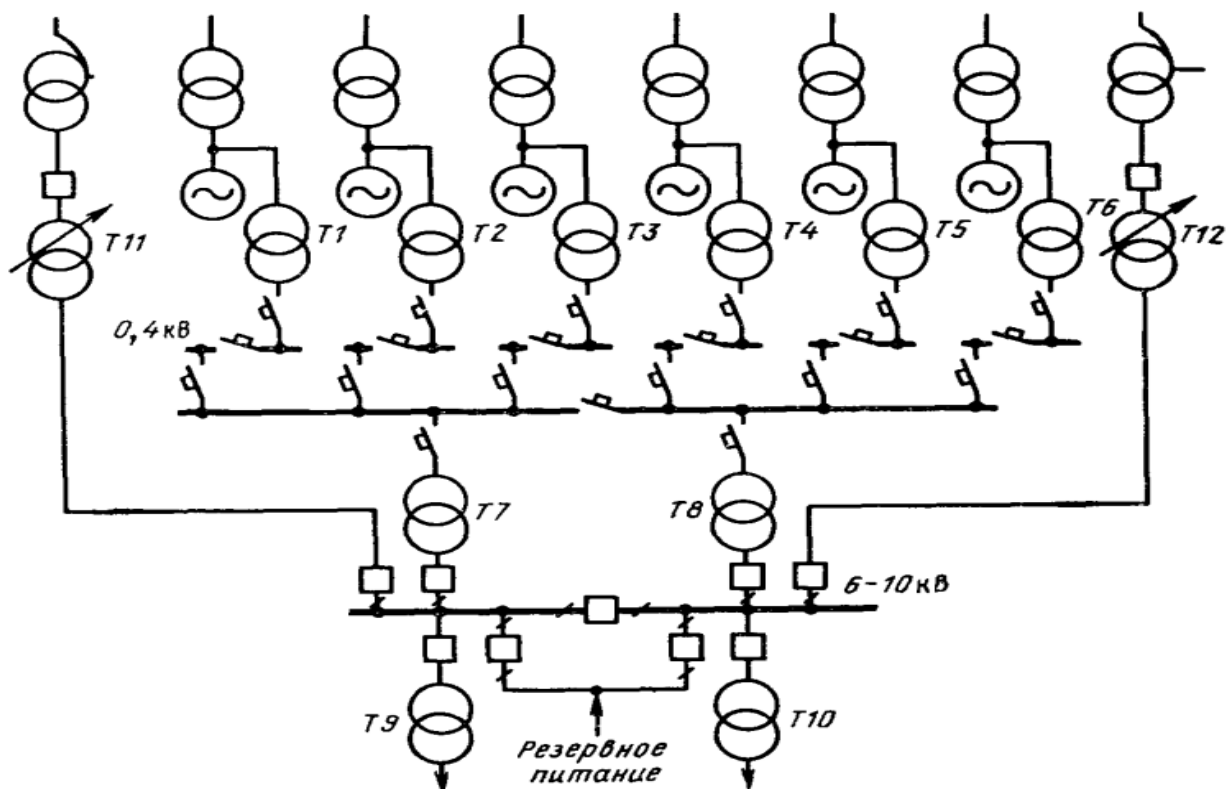


Рисунок Д.2 – Схема питания СН мощной ГЭС с разделением питания агрегатных и общестанционных потребителей

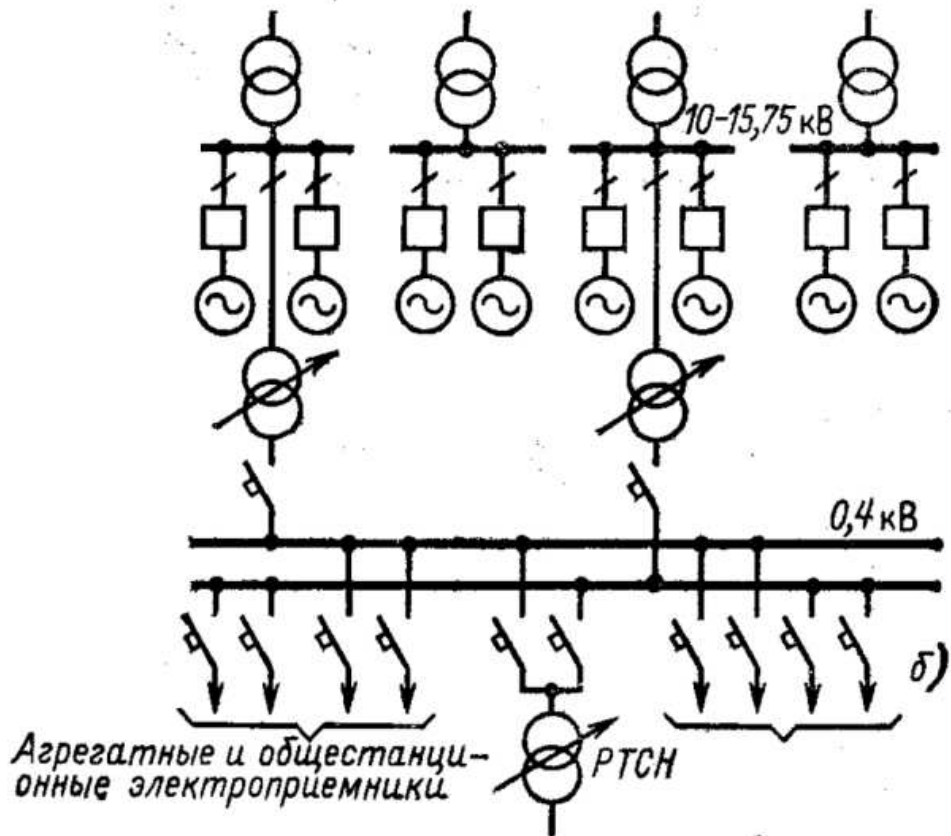


Рисунок Д.3 – Схема собственных нужд ГЭС средней мощности

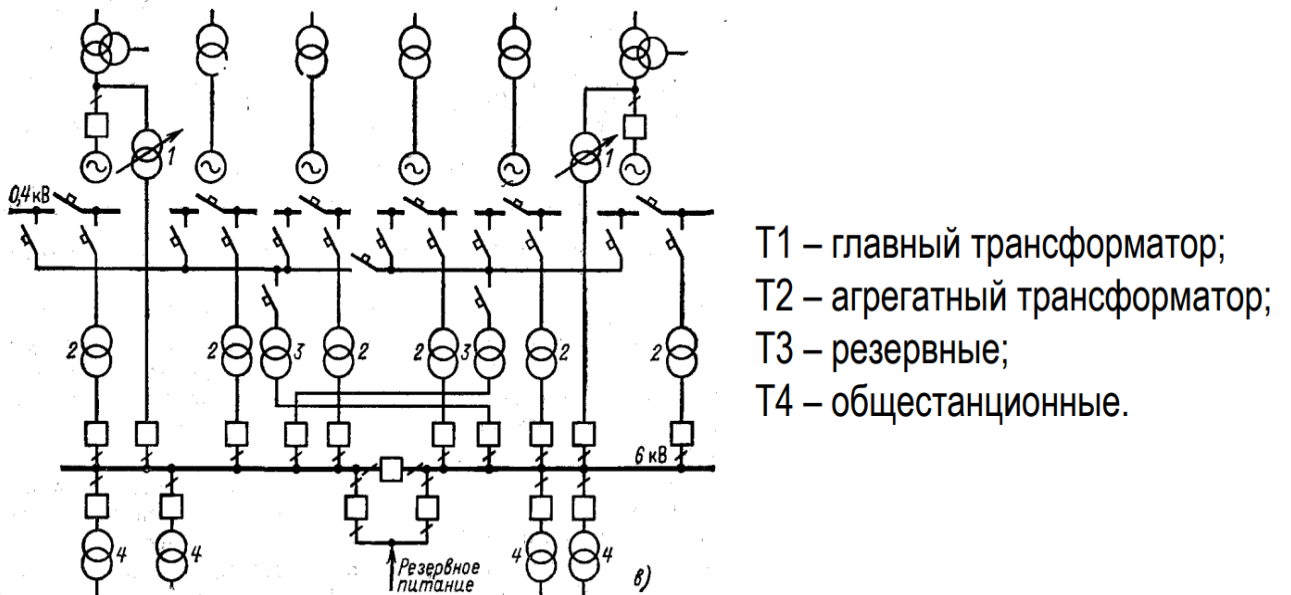
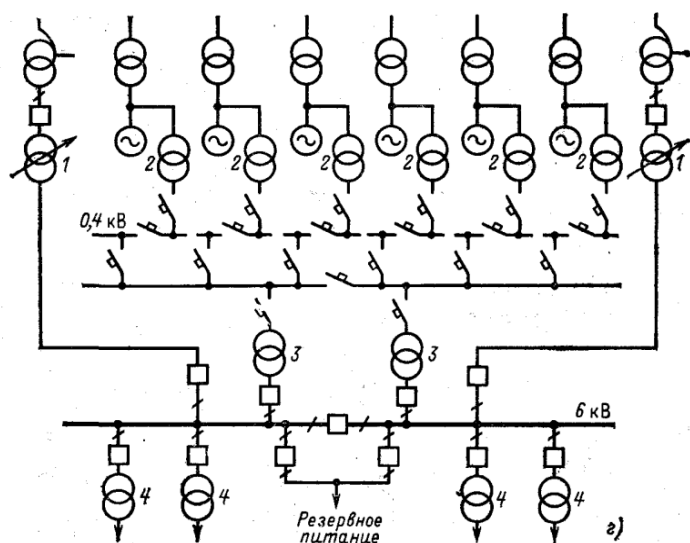


Рисунок Д.3 – Схема собственных нужд большой мощности с общим питанием агрегатных и общестанционных электроприемников

Окончание приложения Д



T1 – главный трансформатор;
T2 – агрегатный трансформатор;
T3 – резервные;
T4 – общестанционные.

Рисунок Д.4 – Схема собственных нужд большой мощности с отдельным питанием агрегатных и общестанционных электроприемников

Министерство науки и высшего образования РФ
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

«10» июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОБЕДНОЙ ГЭС НА РЕКЕ КУР. СХЕМЫ
СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ. ЗАЩИТА
ОБОРУДОВАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД
тема

Руководитель	 подпись, дата	канд.техн.наук, и.о. зав. кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ ученая степень, ученое звание, должность, место работы	<u>А.А.Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>А.А.Кременецкая</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Победной ГЭС на реке Кур. Схемы собственных нужд ГЭС, достоинства и недостатки. Защита оборудования собственных нужд »

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайн 29.03.22 Е.Ю. Зайтеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Алекс 31.03.22 Р.В. Машинкин
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Алекс 28.03.22 А.А. Мирин
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Васильев 19.04.22 М.С. Рамаханов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Сул 02.06.22 Решетников ЕН
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

СР В.П. Котурин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Алекс 06.04.22 Б.А. Кадашев
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Вит 20.04.22 В.В. Савасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Сул 14.06.22 К.П. Сивильников
подпись, дата инициалы, фамилия