

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЖНЕ-КУРЯТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАЗЫР. КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ И ПОМЕХОЗАЩИЩЕННОСТЬ

Руководитель _____
подпись, дата

зав. кафедры ГГЭЭС
канд. техн. наук

А.А. Ачитаев

Выпускник _____
подпись, дата

В.Д. Рогозная

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Нижне-Курятской ГЭС на реке Казыр. Кибербезопасность и помехозащищенность»

Консультанты по
разделам:

Водно–энергетические расчёты	_____	Е.Ю. Затеева
	подпись, дата	
Основное и вспомогательное оборудование	_____	А.В. Масленникова
	подпись, дата	
Электрическая часть	_____	А.А. Ачитаев
	подпись, дата	
Релейная защита и автоматика	_____	А.В. Широков
	подпись, дата	
Компоновка сооружения и гидроузла	_____	О.В. Захарова
	подпись, дата	
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	В.И. Татарников
	подпись, дата	
Охрана окружающей среды	_____	В.А. Кадычegov
	подпись, дата	
Технико–экономическое обоснование	_____	В.В. Лапасова
	подпись, дата	
Нормоконтролер	_____	А.А. Чабанова
	подпись, дата	

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ НИЖНЕ-КУРЯТСКОЙ ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климатические условия	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.2 Топографические данные	10
1.3 Сейсмические характеристики района строительства	11
1.4 Данные по энергосистеме	11
2 Водно-энергетические расчеты	12
2.1 Данные для водно-энергетических расчетов	12
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	12
2.2.1 Выбор расчётных маловодного и средневодного лет	12
2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС	14
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	14
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	15
2.6 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года	16
2.7 Определение рабочей мощности ГЭС	16
2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей	17
2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года	18
3 Основное и вспомогательное оборудование	20
3.1 Построение режимного поля	20
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	21
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	24
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	27
3.5 Расчет спиральной камеры	27
3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки	29
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора	30
3.9 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины	32
4 Электрическая часть	33
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений	33
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС	33
4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд	33
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов	33

4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий.....	36
4.4	Выбор схемы распределительного устройства	38
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	38
4.6	Расчёт токов короткого замыкания	39
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	39
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin	41
4.6.3	Результаты расчёта токов короткого замыкания	42
4.7	Выбор и проверка оборудования	43
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	43
4.7.2	Выбор электротехнического оборудования	43
4.7.2.1	Выбор выключателей и разъединителей	43
4.7.2.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	45
4.7.2.3	Выбор параметров ОРУ.....	45
4.7.2.4	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	46
5	Релейная защита и автоматика	47
5.1	Расчет номинальных токов.....	47
5.2	Перечень защит основного оборудования	48
5.3	Технические данные защищаемого оборудования	49
5.4	Описание и расчет уставок защит.....	50
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)	50
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO)).....	53
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1 >), (U2 >)	56
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	56
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	60
5.4.6	Защита от перегрузки обмотки ротора	62
5.4.7	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	63
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	66
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	67
6	Компоновка и состав сооружений гидроузла	68
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта.....	68
6.1.1	Определение отметки гребня бетонной плотины	68
6.2	Гидравлические расчёты.....	70
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	70
6.2.2	Расчёт аварийного водосброса (глубинных водовыпусков)	71
6.2.3	Определение отметки гребня водослива	72
6.2.4	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	74
6.2.5	Построение оголовка водослива по Кригер - Офицерову	75

6.2.6	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	76
6.2.7	Расчет носка трамплина и дальности отлета струи	77
6.3	Конструирование бетонной плотины	80
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	80
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	80
6.3.3	Быки	81
6.3.4	Устой	81
6.3.5	Галереи в теле плотины	81
6.3.6	Определение ширины плотины по гребню	82
6.3.7	Расчет цементационной завесы и дренажа	82
6.4	Определение основных нагрузок на плотину	83
6.4.1	Вес сооружения и затворов	84
6.4.2	Сила гидростатического давления воды	84
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления	85
6.4.4	Сила фильтрационного давления	85
6.4.5	Давление грунта	85
6.4.6	Волновое воздействие	87
6.5	Оценка прочности плотины	87
6.6	Критерии прочности плотины и её основания	90
6.7	Обоснование устойчивости плотины	90
7	Пожарная безопасность. Охрана труда	92
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	92
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности	94
7.3	Пожарная безопасность	95
8	Охрана окружающей среды	98
8.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища	98
8.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	98
8.3	Отходы, образующиеся при строительстве	99
8.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	100
9	Технико-экономическое обоснование	101
9.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	101
9.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	101
9.3	Налоговые расходы	104
9.4	Оценка суммы прибыли	105
9.5	Оценка инвестиционного проекта	106
9.5.1	Методология и исходные данные	106
9.5.2	Показатели коммерческой эффективности проекта	106
9.6	Бюджетная эффективность	107
9.7	Анализ чувствительности	107
10	Кибербезопасность и помехозащищенность	110
10.1	Безопасность в эпоху глобализации	110

10.2 Охрана и безопасность на АСУ ТП энергетики: актуальность проблемы	111
10.3 Кибербезопасность в энергетике	112
10.4 Конкретные вопросы охраны труда и техники безопасности для АСУ ТП в гидроэнергетике	113
10.5 Общая схема архитектуры безопасности АСУ ТП, используемых в электроэнергетических системах	114
10.6 Защита АСУ ТП от помех	115
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	117
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Анализ исходных данных	120
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчёты	122
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	131
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Релейная защита и автоматика	134
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Компоновка и сооружения гидроузла	136
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Оценка экономических показателей	138

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Данные для водно-энергетических расчетов

1. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$;
2. Зимний коэффициент $k_3 = 0,8$;
3. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,6$ м;
4. Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q _{90%}	39	38	30	170	987	735	490	338	231	176	147	94
Q _{испар}	0	0	0	0	10	7	5	3	2	2	0	0
Q _{фильтр}	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q _{лед}	6	6	6	6	-30	0	0	0	0	0	0	6
Q _{шлюз}	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	0
Q _{сумма}	8	8	8	8	-18	9	7	5	13	12	2	8
Q _{полез}	31	30	22	163	1005	726	483	333	218	164	145	86
Q _{ВХК}	100	100	100	100	100	100	100	100	200	200	100	100

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

По данным, представленным в таблице А.1 (приложение А) вычисляем средние расходы (м³/с) для всех лет ряда, за период межени (VII, VIII, IX, X, XI, XII и I, II, III, месяцы) и половодья (IV, V, VI месяцы) и располагаем их в порядке убывания. Результаты расчёта показаны в таблице Б.1 приложения Б.

Обеспеченность $P(m)$ находим по формуле:

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

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

n – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности принимаем равными 90% и 50% соответственно (таблица Б.1.)

2.2.1 Выбор расчётных маловодного и средневодного лет

Для расчетной обеспеченности $P=50\%$ принимаем 1936 год и вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Гидрографы средневодного и маловодного лет приведены в таблицах 2.2 и 2.3 соответственно.

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi.баз}}{Q_{\Pi 1936}} = \frac{128}{113} = 1,13; \quad (2.2)$$

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{\text{M.баз}}}{Q_{\text{M} 1936}} = \frac{670}{670} = 1,00. \quad (2.3)$$

Таблица 2.2 – Гидрограф средневодного 1936 года (P=50%)

Месяцы	Расходы в кубических метрах в секунду												Q _{ср.г.}
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Q _{90%} ,	53	42	35	205	1055	820	623	431	335	239	180	118	345

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{\text{M.баз}}}{Q_{\text{M} 1953}} = \frac{101}{85} = 1,19; \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi.баз}}{Q_{\Pi 1953}} = \frac{565}{577} = 0,98. \quad (2.5)$$

Таблица 2.3 – Гидрограф маловодного 1979 года (P=90%)

Месяцы	Расходы в кубических метрах в секунду												Q _{ср.г.}
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Q _{90%} ,	39	38	30	170	987	735	490	338	231	176	147	94	290

Кривые обеспеченности для полученных гидрографов представлены на рисунке 2.1.

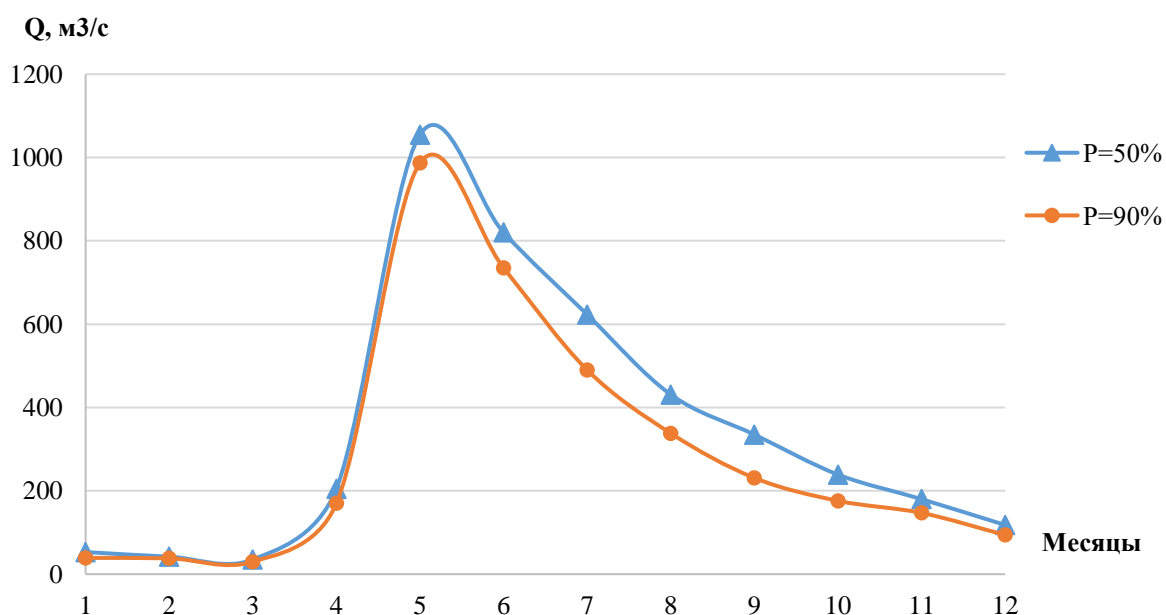


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного лет

2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС

Сведения по энергосистеме Сибири были получены с сайта Системного оператора [1] в виде графиков потребления за зимние и летние сутки.

Находим коэффициент k , равный отношению годовых выработок Красноярского РДУ и ОДУ Сибири:

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{202657,86 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}}{13858,21 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}} = 14,63 \quad (2.6)$$

Рассчитываем потребление мощности РДУ для зимы и лета с учётом мощности ОДУ Сибири [1] и коэффициента k .

В соответствии с методикой [2] строим интегральные кривые, представленные на рисунках Б.1 и Б.2 в приложении Б.

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

По методике, описанной в 5 главе [2], с учётом коэффициента $k = 14,63$, находим максимальную и среднемесячную нагрузки Красноярского РДУ для каждого месяца, результаты заносим в таблицу 2.7.

Данные графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Таблица 2.7 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки Красноярского РДУ

Месяц	cos	a	b	$P_{\text{ср}}, \text{МВт}$	a	b	$P_{\text{max}}, \text{МВт}$
1	0,966	5460	955	6382	5768	1021	6754
2	0,707			6135			6490
3	0,259			5707			6032
4	-0,259			5213			5504
5	-0,707			4785			5046
6	-0,966			4538			4781
7	-0,966			4537			4781
8	-0,707			4785			5046
9	-0,259			5212			5503
10	0,259			5707			6032
11	0,707			6135			6490
12	0,966			6382			6754

По значениям, рассчитанным в таблице 2.7, выполняем построение графиков максимальных и среднемесячных мощностей для РДУ, представленных на рисунке 2.2.

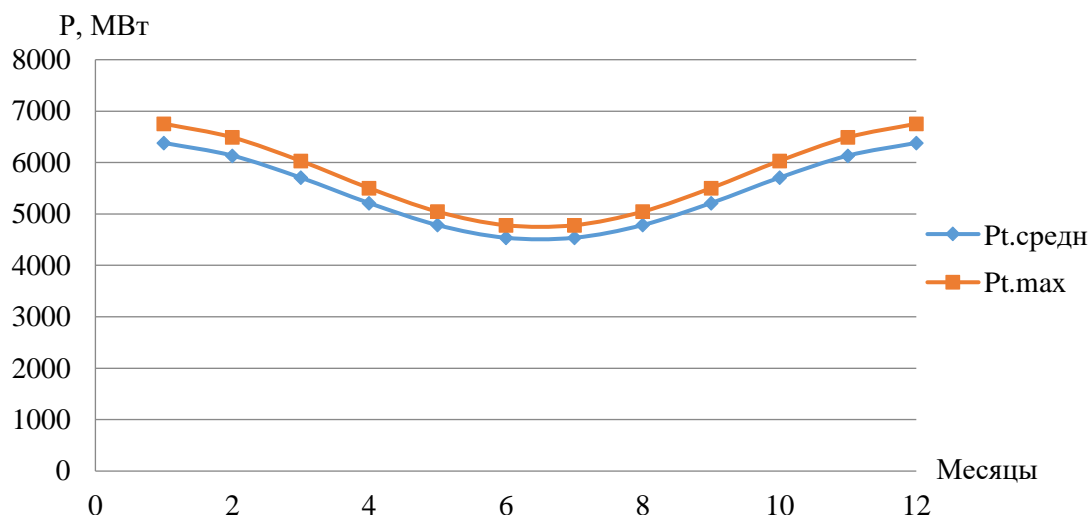


Рисунок 2.2 – График максимальных и среднемесячных мощностей

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

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1953г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.7)$$

где k_N – коэффициент мощности;
 $Q^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.8)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,5$ м.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.9)$$

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

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.4.

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

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

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 900 \text{ МВт.} \quad (2.10)$$

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в данном случае это октябрь, так как в этом месяце бытовой расход реки не может обеспечить гарантированную выработку.

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений баланса энергии, представленный на плакате «Водно-энергетические показатели Нижне-Курятской ГЭС».

С пика графика среднемесячных мощностей откладываются среднемесячные мощности существующих ГЭС. Этим построением определяется, какую часть графика покрывают существующие ГЭС.

Ниже линий существующих станций откладываются значения $N_{\text{быт}}$ и $N_{\text{ВХК}}$ для каждого месяца. На этом же графике проводим горизонтальную линию гарантированной мощности.

В месяцах, которые не попали под перераспределение стока, ГЭС работает по мощности $N_{\text{ВХК}}$. В остальные месяцы ГЭС работает по гарантированной мощности $N_{\text{ГАР}}$, которая вычисляется как разность между среднемесячной мощностью и значением линии гарантированной мощности.

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

Задача водно-энергетического расчёта маловодного года, сводится к перераспределению естественного стока реки таким образом, чтобы ГЭС могла выдать гарантированную мощность и требования водохозяйственного комплекса. По результатам расчёта, мы уточним гарантированные мощности и определим отметку уровня мёртвого объёма $\nabla_{\text{УМО}}$.

Окончательный результат водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС при положении линии гарантированной мощности представлен в приложении Б (таблица Б.5).

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

– уровень мёртвого объёма – УМО = 955,13 м;

– полезный объем – $V_{\text{полезн}} = 23,5 \text{ км}^3$.

2.7 Определение рабочей мощности ГЭС

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо

вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

Определим рабочие мощности существующей Красноярской ГЭС и проектируемой ГЭС в январе.

Зная суточную выработку по январю и декабрю, строим треугольник существующей ГЭС, где по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной – установленная мощность рассматриваемой ГЭС. Вписываем его в уже построенную ране ИКН (рисунок Б.1), так, чтобы все вершины треугольника касались её.

Используя ИКН, построенную в приложении Б на рисунке Б.1 определяем зону работы Красноярской ГЭС в суточном графике нагрузки и её рабочую мощность в январе:

Выработка проектируемой Нижне-Курятской ГЭС в январе из таблицы Б.6:

$$Э_{\text{гар.январь}}^{\text{проект.ГЭС}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 = 303 \cdot 24 = 7,27 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.11)$$

Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону графика нагрузки, представленного на рисунке Б.1.

Рабочая мощность Нижне-Курятской ГЭС:

$$N_{\text{раб.январь}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{январь}}^{\text{пик.пр.ГЭС}} + N_{\text{январь}}^{\text{база.пр.ГЭС}} = 305 \text{ МВт} \quad (2.12)$$

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

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 8% от P_t^{max} [4].

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице Б.7 приложения Б.

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

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{305}{6} = 51 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.13)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{4748}{6} = 396 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.14)$$

По данным таблицы Б.7, строим баланс мощности, представленный на плакате «Водно-энергетические показатели Нижне-Курятской ГЭС».

Установленная мощность ГЭС $N_{\text{уст}}$ определится как сумма вытесняющей рабочей мощности, с учётом резервов:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 305 + 31 = 336 \text{ МВт}. \quad (2.15)$$

2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию среднегодового года

Водно-энергетический расчёт режима работы в среднегодовом году, проводится для оценки среднемноголетней выработки ГЭС. Задача ВЭР среднегодового года сводится к перераспределению естественного стока реки таким образом, чтобы получить максимальную выработку электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей не меньших, полученных при работе в маловодных условиях.

При выполнении ВЭР, необходимо соблюсти условие обязательного достижения $\nabla_{\text{УМО}}$ в конце сработки и $\nabla_{\text{НПУ}}$ после наполнения.

Были рассмотрен режим работы по мощностям, принятым в маловодном году (таблица Б.7) и работа по режиму уровня маловодного года (таблица Б.8).

По двум рассмотренным способам режима сработки-наполнения водохранилища в условиях среднегодового года, рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий наибольшую выработку.

Наибольшую выработку, обеспечивает вариант работы ГЭС по режиму уровня маловодного года:

$$\sum \mathcal{E} = 1,322 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

По итогам проведённых водно-энергетических расчётов для маловодного и среднегодового года строим график сработки наполнения водохранилища, представленный на рисунке 2.3.

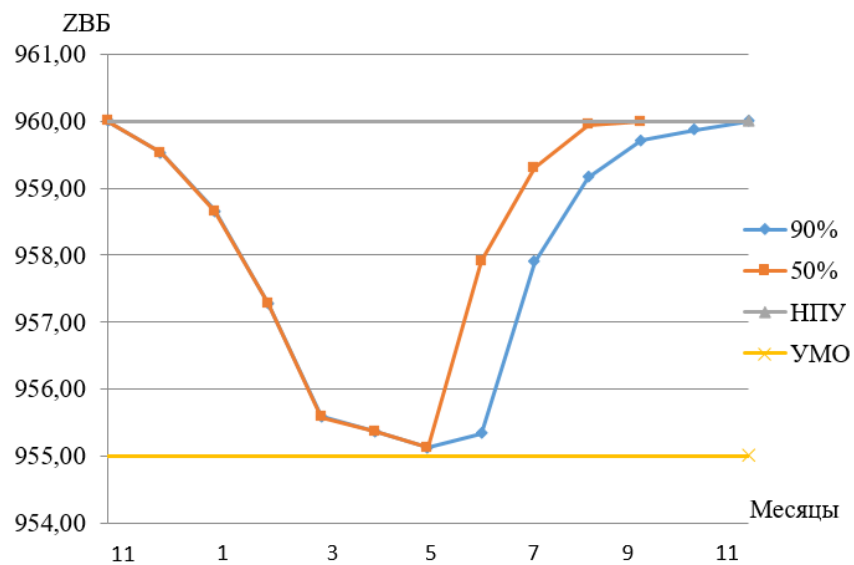


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле, представленное на рисунке 3.1, с указанием линий ограничений для различных режимов. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней границей – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Также режимное поле незаменимо при выборе оборудования по ГУХ.

Методика составления режимного поля приведена в методическом пособии [2], результаты расчёта представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1–Данные расчёта режимного поля

Кривая связи НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
ВНБ, лето м	Q _{НБ} , м ³ /с	ВНБ, зима м	Н _{НПУ} , м	Н _{УМО} , м	Н _{ВВБ} , м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
899,0	0	899,0	60,4	55,5	56,5	48,00	814	45,0	746
900,0	10	900,4	59,3	54,4	55,4	48,50	806	46,0	754
901,3	20	902,0	58,0	53,1	54,1	49,00	797	47,0	762
902,7	30	903,6	56,7	51,8	52,8	49,50	789	48,0	770
903,8	40	904,9	55,5	50,6	51,6	50,00	781	49,0	778
904,9	50	905,8	54,5	49,6	50,6	50,50	774	50,0	786
905,7	60	906,6	53,6	48,8	49,8	51,00	766	51	794
906,3	70	907,0	53,0	48,2	49,2	51,50	759	51,5	798
906,8	80	907,4	52,5	47,7	48,7	52,00	751	51	802
907,1	90	907,7	52,2	47,3	48,3	53,50	730	52,5	806
907,4	10	908,0	51,9	47,1	48,1	54,00	723	53	809

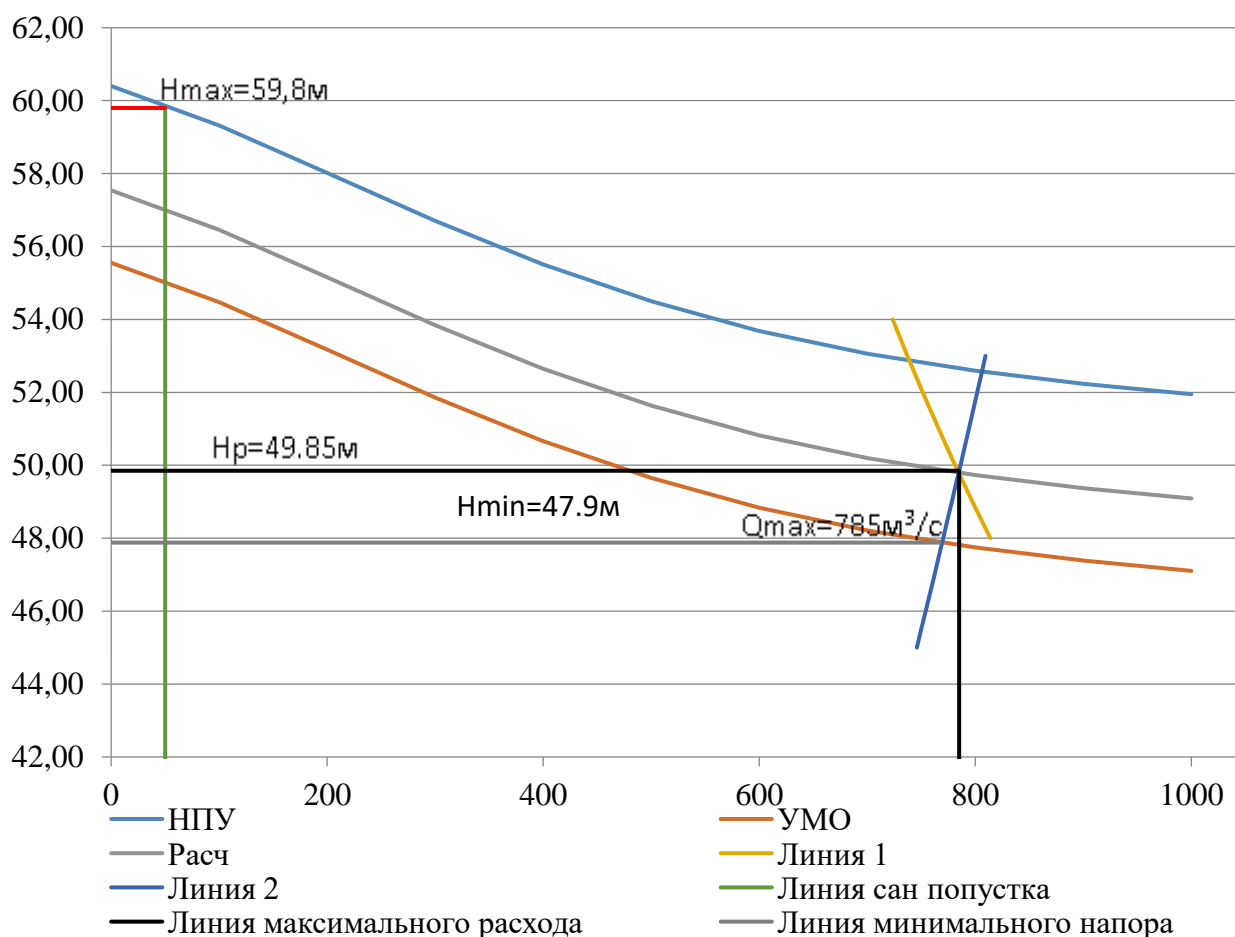


Рисунок 3.1–Режимное поле Нижне-Курятской ГЭС

Основные параметры работы, проектируемой ГЭС исходя из режимного поля представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры работы, проектируемой ГЭС

H_{max} , м	$H_{расч}$, м	H_{min} , м	Q_{max} , м ³ /с	H_{min}/H_{max}
59,8	49,85	47,88	785	0,8

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение $H_{max}=49,5$ м было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Диапазону напоров соответствует:

- ПЛ60-В
- ПЛД60-В

Основные параметры турбин представлены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В60
$H_{пред}$, м	60	60
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5

Продолжение таблицы 3.3

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В60
$n'_{1\ opt}$, об/м	116	111
$Q_{1\ opt}$, л/с	1080	1130
$\eta_{\text{мopt}}$	0,913	0,906
$Q'_{1\ max}$, м ³ /с	1500	1600
$\sigma(Q'_{1\ max})$	0,55	0,65
$D_{1\ m}$, м	0,46	0,46
H_M , м	12	12
$t_{\text{мод}}$, °С	20	20

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбин выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров, результаты которых представлены в таблицах.

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

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

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_H, ν_M – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_I \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где Q'_I – приведенный расход в расчетной точке;

η_G – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_G = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

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

где $N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}} = 360$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z_a^* округляется в большую сторону (Z_a).

После чего уточняется мощность агрегата:

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

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{\text{расч}}}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где n'_p – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c .

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

$$n'_{1max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}; \quad (3.6)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{1min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}}. \quad (3.8)$$

Рассчитанные величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицы 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ60-В

Параметр	Значение				
	1	2	3	4	5
D_1 , м	4	4,5	5	5,6	6
η_T	0,893	0,895	0,897	0,898	0,899
N_a^* , кВт	739067	93728	115919	145679	167420
Z_a^* , шт	4,5	3,6	2,9	2,3	2,0
Z_a , шт	6,0	4,0	4,0	3,0	3,0
N_a , кВт	56000,0	84000,0	84000,0	112000,0	112000,0
ΔP	1,009	1,011	1,013	1,015	1,016
n_c^* , об/мин	205,7	183,0	164,9	147,4	137,6
n_c , об/мин	214,3	187,5	166,7	150,0	142,9
n'_{min} , об/мин	110,3	108,5	107,1	107,8	110,0
n'_p , об/мин	120,8	118,8	117,3	118,1	120,4
n'_{max} , об/мин	123,3	121,2	119,6	120,5	122,9
$Q_1 \cdot \eta_T, H_p$	1,056	1,251	1,014	1,077	0,939

Продолжение таблицы 3.4

Параметр	Значение				
	1	2	3	4	5
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	0,804	0,952	0,772	0,820	0,714
$Q'_{орп}, \frac{M^3}{c} (H_{max})$	0,629	0,497	0,402	0,320	0,279
$Q'_{орп}, \frac{M^3}{c} (H_{min})$	0,563	0,444	0,360	0,286	0,249

Таблица 3.5 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД60-В

Параметр	Значение				
	1	2	3	4	5
$D_1, м$	4	4,5	5	5,6	6
η_T	0,900	0,902	0,903	0,905	0,906
$N_a^*, кВт$	74443,9	94396,5	116731,6	146682,5	168560,1
$Z_a^*, шт$	4,5	3,6	2,9	2,3	2,0
$Z_a, шт$	5,0	4,0	4,0	3,0	2,0
$N_a, кВт$	67200,0	84000,0	84000,0	112000,0	168000,0
ΔP	1,009	1,011	1,012	1,014	1,015
$n_c^*, об/мин$	196,8	175,1	157,7	140,9	131,6
$n_c, об/мин$	214,3	187,5	166,7	150,0	136,4
$n'_{min}, об/мин$	110,4	108,5	107,1	107,9	105,0
$n'_p, об/мин$	120,9	118,9	117,3	118,1	115,0
$n'_{max}, об/мин$	123,3	121,3	119,7	120,5	117,3
$Q_1 \cdot \eta_T, H_p$	1,267	1,251	1,014	1,077	1,408
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	0,964	0,952	0,772	0,820	1,072
$Q'_{орп}, \frac{M^3}{c} (H_{max})$	0,629	0,497	0,402	0,320	0,279
$Q'_{орп}, \frac{M^3}{c} (H_{min})$	0,563	0,445	0,360	0,287	0,250

По результатам расчета строим рабочие зоны для диаметров, оставляем только те диаметры, у которых точка оптимума входит в рабочую зону, прочие варианты не участвуют в дальнейшем расчете.

В результате построения рабочей зоны точка оптимума не вошла в зону работы для ПЛ60-В-400 и ПЛ60-В-600 турбин, так же для ПЛД60-В-400 и ПЛД60-В-560 турбин, следовательно, в дальнейшем расчете они не участвуют.

При дальнейших расчетах у всех диаметров получились недопустимые высоты отсасывания, в следствии чего было принято решение увеличить количество агрегатов при том же диаметре.

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.9)$$

где $z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{НБ}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S .

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных случаев и выбирается наибольшая:

1. Работа минимального числа агрегатов при H_{max} ;
2. Работа минимального числа агрегатов при H_p ;
3. Работа минимального числа агрегатов при H_{min}

Для выбранной турбины необходимо рассчитать высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H - 1,5 + \nabla Z_{x.пл.} \quad (3.10)$$

где $\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе;

$\Delta Z_{x.пл}$ – разность отметок характерных плоскостей (для ПЛ не учитывается);

σ – коэффициент кавитации.

1. Работа минимального числа агрегатов при минимальном напоре:

Приведённый расход турбины при H_{min} : $Q'_{min} = 1,1 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход через турбины равен:

$$Q = Q'_{min} \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{min}} = 1,1 \cdot 5,0^2 \cdot \sqrt{47,9} = 190,33 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.11)$$

Определяется $\sigma=0,31$. По кривой связи нижнего бьефа определяется $Z_{НБ}(Q_a) = 901,23 \text{ м}$

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{901,23}{900} - 0,31 \cdot 47,9 - 1,5 = -7,02 \text{ м.}$$

Отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{p.k.} = 901,23 - 7,02 = 894,21 \text{ м}$$

2. Работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре:

Приведённый расход турбины при H_{max} : $Q'_{max} = 0,85 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход через турбины равен:

$$Q = Q'_{max} \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{max}} = 0,85 \cdot 5,0^2 \cdot \sqrt{59,8} = 164,91 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определяется $\sigma=0,19$. По кривой связи нижнего бьефа определяется $Z_{нб}(Q_a) = 900,89 \text{ м}$

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{900,89}{900} - 0,19 \cdot 59,8 - 1,5 = -3,53 \text{ м.}$$

Отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{р.к.} = 900,89 - 3,53 = 897,36 \text{ м}$$

3. Работа минимального числа агрегатов при расчетном напоре:

Приведенный расход турбины при H_p : $Q'_p = 1,112 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход через турбины равен:

$$Q = Q'_p \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,112 \cdot 5,0^2 \cdot \sqrt{49,85} = 196,28 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определяется $\sigma=0,315$. По кривой связи нижнего бьефа определяется $Z_{нб}(Q_a) = 901,31 \text{ м}$

Высота отсасывания:

$$H_{S3} = 10,33 - \frac{901,31}{900} - 0,315 \cdot 49,85 - 1,5 = -7,87 \text{ м.}$$

Отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{р.к.} = 901,31 - 7,87 = 893,44 \text{ м}$$

Сведем полученные данные в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчета отметок установки рабочего колеса.

Тип турбины	ПЛ60-В-450	ПЛ60-В-500	ПЛ60-В-560	ПЛД60-В-450	ПЛД60-В-500	ПЛД60-В-600
$D_1, \text{ м}$	4,5	5	5,6	4,5	5	6
H_S при $H_{min}, \text{ м}$	-16,12	-7,02	-9,42	-12,45	-17,63	-18,42
H_S при $H_{max}, \text{ м}$	-8,91	-3,53	-5,33	-8,12	-11,02	-13,84
H_S при $H_p, \text{ м}$	-17,59	-7,87	-10,62	-14,83	-19,70	-23,02
$\nabla Z_{р.к.}$ при $H_{min}, \text{ м}$	885,13	894,21	892,64	888,76	884,48	885,35
$\nabla Z_{р.к.}$ при $H_{max}, \text{ м}$	891,96	897,36	896,29	892,77	890,61	888,73
$\nabla Z_{р.к.}$ при $H_p, \text{ м}$	883,75	893,44	893,44	886,53	882,55	880,90

Окончательно принимаем к установке гидротурбину ПЛ60-В-500. Главная Рабочая зона этой турбины представлена в приложении В рисунок В.1. Из таблицы 3.6 видно, что только данный вариант имеет допустимую высоту отсасывания. Из отметок установки рабочего колеса выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть $\nabla Z_{p.k.} = 893,44$ м.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [11] серийных типов по расчетному значению его полной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{84000}{0,85} = 117\text{МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.12)$$

Число полюсов гидрогенератора

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{166,7} = 36. \quad (3.13)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-728/110-36, данные которого представлены в таблице 3.7

Таблица 3.7 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1130/140-48ТС4

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	98,8
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$, МВт	84
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$, о. е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$, кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$, кА	4,13
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$, об/мин	166,7

3.5 Расчет спиральной камеры

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

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

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

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

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{сп} = 225^0$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{вх} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 5 = 8,695 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Диаметр расположения входных кромок статора: $D_{нар} = 8,55 \text{ м.}$

Высота статора:

$$B_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,75 + 0,0033 \cdot 5 = 1,767 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Допустимая скорость, во входном сечении взятая по графику $v_{ср} = f(H_p)$ равна: $u_{вх} = 6 \text{ м/с.}$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{185,68 \cdot 225}{360} = 116,05 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.16)$$

где Q_T - полный расход через турбину, $Q_T = 185,68 \text{ м}^3/\text{с.}$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{u_{вх}} = \frac{116,05}{6} = 19,34 \text{ м}^2. \quad (3.17)$$

Ширина входного сечения: $a_{вх} = 4,42 \text{ м.}$

Высота входного сечения: $b_{вх} = 4,37 \text{ м.}$

В таблице В.1 приложения В представлен расчет бетонной спиральной камеры, выполненный с использованием Microsoft Excel.

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали строим график $r_i = f(\varphi_{сп})$ представленный на рисунке 3.2.

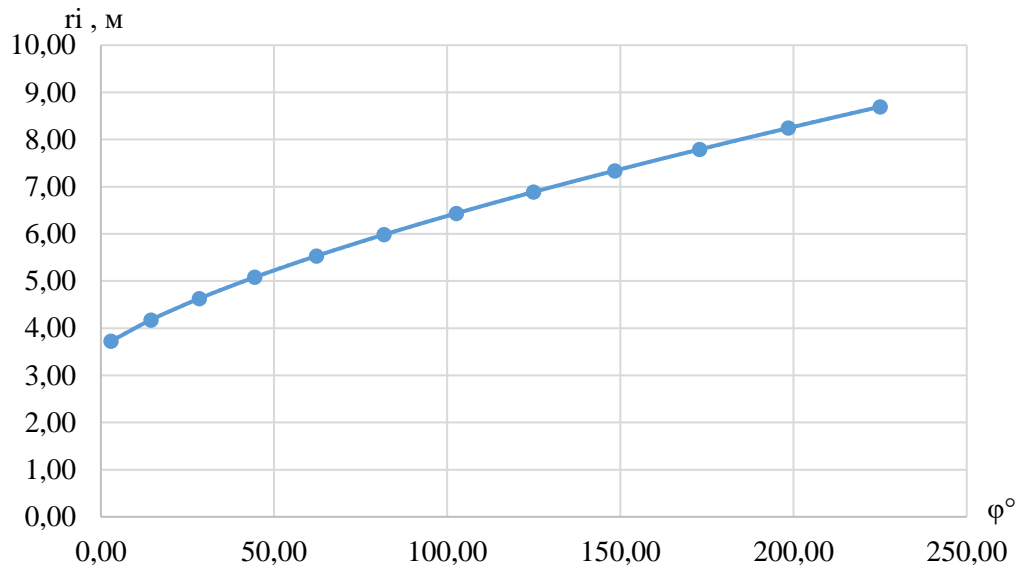


Рисунок 3.2– график $r_i = f(\varphi_{сп})$

Далее необходимо получить значения для построения плана спирали. Для этого разбивается угол охвата спиральной камеры через интервалы 15° и находится соответствующее каждому углу значение r . Результаты расчета представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Данные для построения спиральной камеры

φ°	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
$r_i, \text{ м}$	3,60	4,19	4,68	5,10	5,48	5,83	6,16	6,48	6,79	7,09	7,37	7,65	7,92	8,18	8,44	8,69

Ширина подвода, определяемая из ГУХ:

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 14,64 \text{ м} \quad (3.18)$$

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

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 1,5 \text{ м.} \quad (3.19)$$

По полученным данным строим бетонную спиральную камеру, представленную на рисунке В.3 в приложении В.

3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

Габаритные размеры МНУ определяются объёмом маслoвоздушного

котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме Я.Л. Духовного и Л.М.Шифрина [5] определяется тип маслonaпорной установки: МНУ 8/1-40-8-2

Маслonaпорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 8 м³, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслonaсосным агрегатом ГА 8/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 8 м³ с 2 насосами.

3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [5] (таблица 9.2, стр. 103,) определяем тип ЭГРК. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулируемыми органами). Диаметр главного золотника 150 мм. Выбранный регулятор ЭГРК - 2И1-150-4.

3.8 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5.1 \cdot M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0.33}, \quad (3.20)$$

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

Принимаем $\tau_{\text{доп}} = 29$ МПа, а крутящий момент $M_{\text{кр}}$ определяется по формуле:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 84000}{166.7} = 4,9 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.21)$$

Тогда:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 4,9}{29} \right)^{0.33} = 0,953 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляем в большую сторону до стандартного значения. Принимаем $D_{\text{в}} = 1$ м.

Направляющий подшипник турбины, предназначенный для восприятия радиальных нагрузок, в нашем случае целесообразно устанавливать сегментного типа на масляной смазке.

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем на работоспособность.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 84000}{166,7 \cdot 5} = 80,64 \text{ кН.} \quad (3.22)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учетом облицовки, обычно принимается на $(15 \div 20)$ мм больше D_6 :

$$d_{\text{п}} = D_6 + 0,02 = 1 + 0,02 = 1,02 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Угол, на котором установлен один сегмент:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сег}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ \quad (3.24)$$

Усилие на сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{80,64}{1 + 2 \cos 45^\circ + 2 \cos 90^\circ} = 33,4 \text{ кН} \quad (3.25)$$

Длина сегмента:

$$l_{\text{сег}} = \frac{0,85\pi d_{\text{п}}}{Z_{\text{сег}}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot 1,02}{8} = 0,34 \text{ м} \quad (3.26)$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сег}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{80,64}{0,34 \cdot 0,4} = 592,42 \text{ кПа} \quad (3.27)$$

Для сегментных подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$ равно:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U \quad (3.28)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 166,7 \cdot 1}{30} = 17,79 \text{ м/сек} \quad (3.29)$$

Тогда:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 17,79 = 889,67 \text{ кПа.}$$

Направляющий подшипник турбины, предназначен для восприятия радиальных нагрузок. Для установки выбираем сегментный подшипник, т.к. сегментные подшипники более технологичны, менее трудоемки при изготовлении и удобнее в эксплуатации на ГЭС.

3.9 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины определяется в соответствии с ОСТ 108.023.105-84 [6].

При диаметре $D_1 = 5$ м и зонтичном типе генератора выбираем схему компоновки турбины с тремя направляющими подшипниками верхней, нижней крестовинах и в гидротурбине. Наглядно схема компоновки представлена на рисунке 3.3.

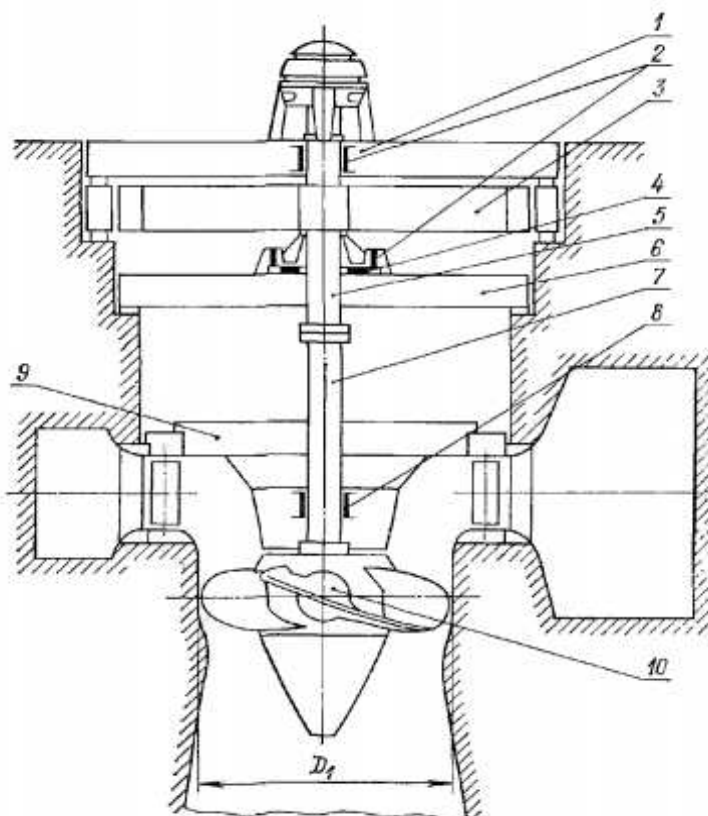


Рисунок 3.3 – Конструктивная схема компоновки гидротурбины

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Нижне-Курятской ГЭС должна отвечать требованиям надежности работы электроустановки, ее экономичности, оперативной гибкости и удобству эксплуатации, безопасности обслуживания, возможности расширения. [9]. Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистемы.

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбираем трансформаторы собственных нужд, по одному на каждый генератор. В соответствии с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды генератора равна 0,5% от $\sum P_{Г,ном}$:

$$S_{CH} = 0,005 \cdot \frac{P_{Г,ном}}{\cos\varphi} = 0,005 \cdot \frac{336000}{0,85} = 1976 \text{ кВА}, \quad (4.1)$$

где $P_{Г,ном}$ – номинальная активная мощность генератора;
 $\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора.

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

По каталогу [10], выбираем трансформатор ТС-2000/13,8 УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТС-2000/13,8 УЗ

$S_{ном}$, МВА	U , кВ		$U_{кз}$, %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	Стоимость, млн. руб.
	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ				
2,0	13,8	0,4	6,0	4,0	18	24

$$S_{ТСН} = 2000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \geq S_{CH} = 1976 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов

1. Для схемы с единичными блоками

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузки собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{84 - 336 \cdot 0,005}{0,85} = 98,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.2)$$

По таблице 5.26 [12] выбирается силовой трансформатор без регулирования напряжения с системой охлаждения вида «ДЦ», предназначены для работы в блоке с генератором ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1 СТО 15352615-024-2012. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 –Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	125
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	11
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	380
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{хх}}$	кВт	135
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,5
Стоимость	$K_{\text{Т}}$	млн.руб	158

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок $T_{\text{max}} = 4000$ и время максимальных потерь τ .

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729\text{ч}, \quad (4.4)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов [12, табл. 6.5];

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года [12, табл. 6.7];

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока [12, табл. 6.4];

$T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора [12, табл. 6.6].

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8729 = 1178,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{96,8}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 548,59 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.6)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$U_{(1)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1178,42 + 1,1 \cdot 10^{-2} \cdot 548,59 = 16,64 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [13], равный $0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч), $\beta_2 = 1,1 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для четырёх блоков величина издержек:

$$U_{(2)} = U_{(1)} \cdot 3 = 16,64 \cdot 3 = 66,56 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.8)$$

2. Для схемы с укрупнёнными блоками

$$S_{\text{рас}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{84 - 0,005 \cdot 336}{0,85} = 193,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.9)$$

По таблице 5.26 [12] выбирается силовой трансформатор без регулирования напряжения с системой охлаждения вида «ДЦ», предназначены для работы в блоках электростанций ТДЦ-200000/220-У1, УХЛ1 СТО 15352615-024-2012. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-200000/220- У1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	200
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	U_k	%	11
Потери короткого замыкания	ΔP_k	кВт	580
Потери холостого хода	ΔP_{xx}	кВт	200
Ток холостого хода	I_x	%	0,45
Стоимость	K_m	млн.руб	240

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ч}; \quad (4.10)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов [12, табл. 6.5];

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года [12, табл. 6.7];

$\omega = 0,05$ – параметр потока отказов трансформатора блока [12, табл. 6.4];

$T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора [12, табл. 6.6].

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,2 \cdot 8727 = 1178,15 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.11)$$

где $n_{\text{т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,58}{2} \cdot \left(\frac{193,7}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 654,16 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$U_{(3)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1178,15 + 1,1 \cdot 10^{-2} \cdot 654,16 = 17,80 \text{ тыс. руб./год} \quad (4.13)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [13], равный $0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч), $\beta_2 = 1,1 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для двух блоков величина издержек:

$$U_{(4)} = U_{(3)} \cdot 2 = 17,80 \cdot 2 = 35,60 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.14)$$

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\text{г}} \cdot \left(\frac{P_{\text{г}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{г}}} \right) = 3 \cdot \left(\frac{84 - 0,005 \cdot 336}{0,85} \right) = 393,32 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.15)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ $P_{\text{нат}} = 135$ МВт.
Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_c = 0,85$.

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{k \cdot P_{\text{нат}} / \cos\varphi_c} + 1 = \frac{393,32}{1,2 \cdot 135 / 0,85} + 1 = 3,43. \quad (4.16)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент приведения натуральной мощности

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 4$.

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{393,32}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 225 \text{ А}. \quad (4.17)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 258 = 271 \text{ А}, \quad (4.18)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки [12, с 91];

$\alpha_{\text{T}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации [12, табл. 3.13].

Свыше 1 кВ выбор сечения осуществляется методом экономической плотности тока $\gamma = 1,1$ А/мм²

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{271}{1,1} = 246 \text{ мм}^2 \quad (4.19)$$

По величине расчётного тока выбираем провод АС-240/32, которому соответствуют следующие характеристики [12, табл 3.15]:

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 610$ А;

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{393,32}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,344 \text{ кА кА}. \quad (4.20)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$, следовательно, выбранный провод АС-240/32 удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Выбор схемы распределительного устройства

Так как проектируемая станция имеет мощность 336 МВт, и должна иметь возможность подключения цифровых устройств, целесообразно применить ОРУ 220 кВ.

Принимается схема две рабочие системы шин с обходной.

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы отличаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K_i = n \cdot K_T + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + m \cdot K_{\text{ТСН}}, \quad (4.21)$$

где $K_{\text{КРУЭ}}$ - расчетная стоимость КРУЭ;

K_T - расчетная стоимость силового трансформатора (см. таблицу 4.2);

$K_{\text{ТСН}}$ - расчетная стоимость силового трансформатора (см. таблицу 4.1);

n – количество трансформаторов;

m – количество ТСН;

t - количество ячеек ОРУ.

$$t = \alpha + \beta + 2 = 4 + 4 + 2 = 10 \text{ (1 случай)}$$

$$t = \alpha + \beta + 2 = 4 + 4 + 2 = 10 \text{ (2 случай)}$$

где α – количество вводных присоединений;

β – количество линий.

Капиталовложения K_1^{220} для схемы с единичными блоками:

$$K_1^{220} = 4 \cdot 158 + 10 \cdot 78 + 3 \cdot 24 = 1480966 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения K_2^{220} для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2^{220} = 4 \cdot 120 + 8 \cdot 78 + 3 \cdot 24 = 1174048 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.22)$$

где E_H – Коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ, равный 15 %.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1480966 + 66,56 = 222212 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1174048 + 35,60 = 176143 \text{ тыс. руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{222212 - 176143}{222212} \cdot 100\% = 20,7\% \quad (4.23)$$

Схема с укрупненным блоком является более экономически целесообразной, однако, для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем вариант с одиночным блоком.

4.6 Расчёт токов короткого замыкания

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.
Сопротивления синхронного генератора:

$$x_G = x_d'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,27 \cdot \frac{13,8^2}{98,8} = 0,520 \text{ Ом,} \quad (4.24)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;
 $S_{НОМ}$ – номинальная мощность генератора;
 $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора.

$$r_G = \frac{x_G}{\omega \cdot T_{a,G}} = \frac{0,520}{314 \cdot 0,045} = 0,037 \text{ Ом,} \quad (4.25)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;
 $T_{a,G}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_T = \frac{u_{кз\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом,} \quad (4.26)$$

где $u_{кз\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;
 $U_{ВН}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,38 \cdot \frac{242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где $S_{НОМ}$ – полная номинальная мощность трансформатора;
 ΔP_K – потери КЗ в трансформаторе.

Сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$x_{ВЛ} = x_{о,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 90 = 39,15 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где $x_{о,уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;
 l – длина ВЛ;
 n – число параллельных линий.

$$r_{ВЛ} = r_{о,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 90 = 10,62 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где $r_{о,уд}$ – удельное активное сопротивление ВЛ.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{б1}^2}{S_{к.з}} = \frac{230^2}{250} = 211,6 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

где $U_{б1}$ – базисное напряжение системы;
 $S_{к.з}$ – мощность короткого замыкания системы.

$$r_c = \frac{x_c}{T_{а,с} \cdot \omega} = \frac{2111,6}{0,035 \cdot 314} = 19,25 \text{ Ом}. \quad (4.31)$$

ЭДС генераторов:

$$E_G = E_*'' \cdot U_{б2} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ}, \quad (4.32)$$

где $U_{б2}$ – базисное напряжение генератора;
 E_*'' – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.
 ЭДС системы:

$$E_c = E_{*c}'' \cdot U_{б1} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.33)$$

где E_{*c}'' – значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.34)$$

4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

Ниже представлены таблицы с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора. Принцип нумерации узлов изображён на рисунке 4.1, а исходных данных по ветвям – на рисунке 4.2.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Г2		14
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Г3		14
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Г4		14
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок 1		14
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 2		14
7	<input type="checkbox"/>			y	7	Блок 3		14
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Блок 4		14
9	<input type="checkbox"/>			y	9	ОРУ		230
10	<input type="checkbox"/>			y	10	Система		230

Рисунок 4.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	5			Г1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	6			Г2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	7			Г3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	4	8			Г4 - Блок 4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	9			Блок 1 - ОРУ	1,42	51,54					0,057
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	9			Блок 2 - ОРУ	1,42	51,54					0,057
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	7	9			Блок 3 - ОРУ	1,42	51,54					0,057
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	8	9			Блок 4 - ОРУ	1,42	51,54					0,057
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	9	10			ОРУ - Система	10,62	39,15					

Рисунок 4.2 – Исходные данные по ветвям

На рисунке 4.3 изображены исходные данные по генераторам.

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,037	0,520	0,037	0,520	0,110	1,561	15,594
2			2	Г2	2	0,037	0,520	0,037	0,520	0,110	1,561	15,594
3			3	Г3	3	0,037	0,520	0,037	0,520	0,110	1,561	15,594
4			4	Г4	4	0,037	0,520	0,037	0,520	0,110	1,561	15,594
5			5	Система	10	19,250	211,600	19,250	211,600	19,250	211,600	230,000

Рисунок 4.3 – Исходные данные по генераторам

На рисунках 4.4 и 4.5 изображены результаты расчёта токов трёхфазного КЗ на выводах генераторов и ОРУ 220кВ соответственно.

S	№	№ сост	Тип	П 1	...	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	1			17,4082	-85,95

Рисунок 4.4 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на выводах генераторов

S	№	№ сост	Тип	П 1	...	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	9			12,6551	-88,18

Рисунок 4.5 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на ОРУ

На рисунке 4.6 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на ОРУ 220 кВ.

S	№	№ сост	Тип	П 1	...	L	I 1	dI 1	r1 x1	I 2	dI 2	r2 x2	I 0	dI 0
1	1		1ф	9			6,2340	-88,15		6,2340	-88,15		6,2340	-88,15

Рисунок 4.6 – Результат расчёта однофазного КЗ на ОРУ 220 кВ

4.6.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Тип ТКЗ	$I_{п.0}$, кА	i_y
1ф	ОРУ 220 кВ	18,70	45,41
3ф	ОРУ 220 кВ	12,66	30,73
3ф	Вывода генераторов 13,8 кВ	17,41	48,43

$I_{ОРУ}^{(1)} = 18,70 \text{ кА} > I_{ОРУ}^{(3)} = 12,66 \text{ кА}$, следовательно, величина тока однофазного КЗ на ОРУ 220 кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.7 Выбор и проверка оборудования

Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе электрических аппаратов необходимо обеспечить выполнение нескольких требований:

1. Длительное проведение рабочих токов без чрезмерного повышения температуры;
2. Противостояние кратковременным электродинамическим и тепловым действиям токов КЗ;
3. Выдерживание механических нагрузок, удовлетворение требованиям экономичности.

4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

$$I_{Г\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{Г,\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 4,13 = 4,34 \text{ кА}; \quad (4.35)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб мах(ПУВН)}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,\text{НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{98,8}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,25 \text{ кА}; \quad (4.36)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 220 кВ в нормальном режиме:

$$I_{Л\text{ раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{393,32}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 \text{ кА}. \quad (4.37)$$

Расчетный ток утяжеленного режима при отключении одной линии:

$$I_{Л\text{ раб.утяж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{Л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{393,32}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,329 \text{ кА}. \quad (4.38)$$

4.7.2 Выбор электротехнического оборудования

4.7.2.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-15-50/6300 и разъединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15-50/6300	Разъединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5194 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 19,28 \text{ кА}$	$I_{\text{ис.скв}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 250 \text{ кА}$
$i_y = 53,86 \text{ кА}$	$i_{\text{пик.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 100 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 19,28^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 33,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
	В цепи статора:			
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
	В цепи ротора:			
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

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

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях

систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

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

4.7.2.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШВ-15 кВ. Производитель АО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». Проверка трансформатора тока ТШВ-15 кВ представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5194 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-15 кВ. Производитель ЗАО «ГК Электрощит». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-15 кВ представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 15 УХЛ1 фирмы ОАО «УралЭнерго».

4.7.2.3 Выбор параметров ОРУ

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.9. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору ОРУ 220кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 3,74 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 9,5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.10– Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

4.7.2.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 247 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-220 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования. Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Расчет номинальных токов

В данном разделе производится расчет номинальных токов, которые являются основой для выполнения данного расчёта.

На генераторном напряжении:

$$I_{нг}^{(1)} = \frac{P_{ном} / \cos \varphi}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{84 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,134 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

где $S_{ном г}$ – номинальная полная мощность генератора;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{нг}^{(2)} = \frac{K_{сх} I_{нг}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{1 \cdot 4,134}{6000/5} = 3,45 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{ном,ТВ} = \frac{I_{ном,рот}}{1,2255} \cdot U_{ном,рот} = \frac{1300}{1,2255} \cdot 355 = 377 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 400 кВА.

Номинальный ток на стороне высшего напряжения распределительного устройства:

$$I_{вн}^{(1)} = \frac{S_{ном Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 16,73 \text{ А,} \quad (5.4)$$

где $S_{ном Т}$ – номинальная полная мощность силового трансформатора;
 $U_{ном Т}$ – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный ток ТВ со стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{НН ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,35 \text{ А}, \quad (5.5)$$

Выполним пересчет тока трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 355} = 651 \text{ А}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{651}{1000/5} = 3,23 \text{ А}. \quad (5.7)$$

5.2 Перечень защит основного оборудования

Согласно ПУЭ [29] для гидрогенератора СВ-1130/140-48ТС4 мощностью 117,7 МВт должны быть предусмотрены следующие виды защит:

Защиты генератора СВ-728/110-36– 98,8 МВ·А:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- 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;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220-У1:

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

- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

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

5.3 Технические данные защищаемого оборудования

Технические данные оборудования представлены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-728/110-36
мощность номинальная	полная	98,8 МВА
	активная	84 МВт
номинальное напряжение		13,8 кВ
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота		50 Гц
частота вращения		166,67 об/мин
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		4134 А

Продолжение таблицы 5.1

Тип		СВ-728/110-36
ток ротора при номинальной нагрузке		1220 А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		355 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,1
	переходное $X'd$	0,19
	сверхпереходное $X''d$	0,27
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,22
емкость обмотки статора		мкФ/фазу

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

Тип	ТДЦ-125000/220-У1
мощность номинальная	125 МВА
номинальное напряжение	242/13,8 кВ
напряжение короткого замыкания	11%
группа соединений	D/Ун-11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТС-2000/13,8
мощность номинальная	2,0 МВА
номинальное напряжение	13,8/0,4 кВ
напряжение короткого замыкания	6 %
группа соединений	D/Ун-11

5.4 Описание и расчет уставок защит

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ІΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора: $I_{ном} = 4134$ А.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4134 = 246,72 \text{ А}, \quad (5.8)$$

где $K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока, равный 0,5;
 f_i – относительная погрешность трансформаторов тока, равная 0,1;
 $I_{\text{н}}$ – номинальный ток генератора.

1) Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб(н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{н}} = 0,1 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (5.9)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равный 2.

Принимаем уставку начального тока срабатывания равной:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,1 \cdot I_{\text{н}} = 0,1 \cdot 4134 = 413,4 \text{ А}. \quad (5.10)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{нб(кз)}} = K_{\text{ап}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{макс}}, \quad (5.11)$$

где $K_{\text{ап}} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;
 $K_{\text{одн}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5- для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);
 $I_{\text{макс}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора, равный:

$$I_{\text{макс}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,13}{0,27} \cdot 4134 = 17304 \text{ А}, \quad (5.12)$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора;
 x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора.

Тогда максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{нб(кз)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,27} \cdot 4134 = 1730,36 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения определяется из условия:

$$K_T > \frac{I_{нб(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.13)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;
 $I_T = I_{max} = 17304$ – ток трехфазного КЗ на выводах генератора.
Тогда:

$$K_T > \frac{1730,36 \cdot 2}{17304} = 0,2;$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{нт} = \frac{I_{ср.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.14)$$

4) Тормозной ток B , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки B должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{ср.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.15)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания: $I_{отс} = (2 \div 12)I_{ном}$.

Принимаем уставку:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 4134 = 24,81 \text{ кА}. \quad (5.16)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

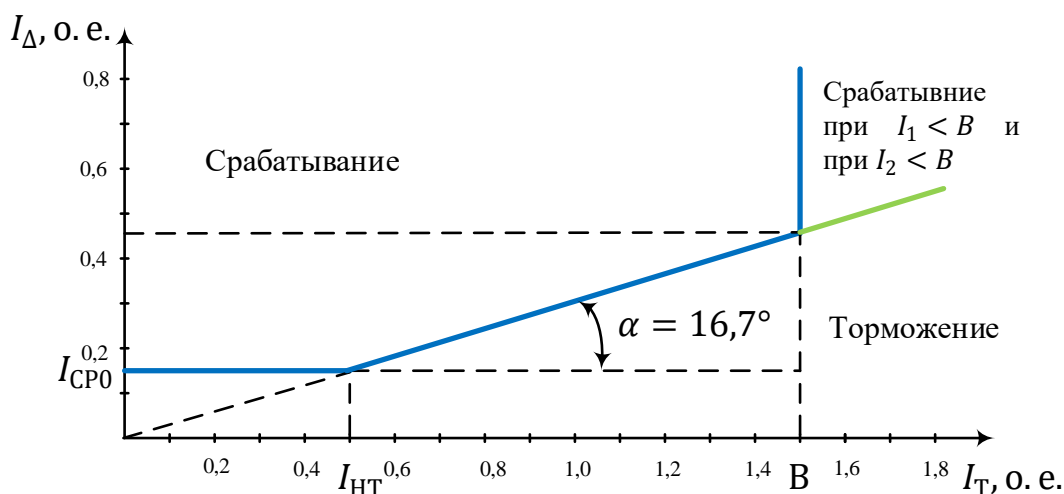


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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:

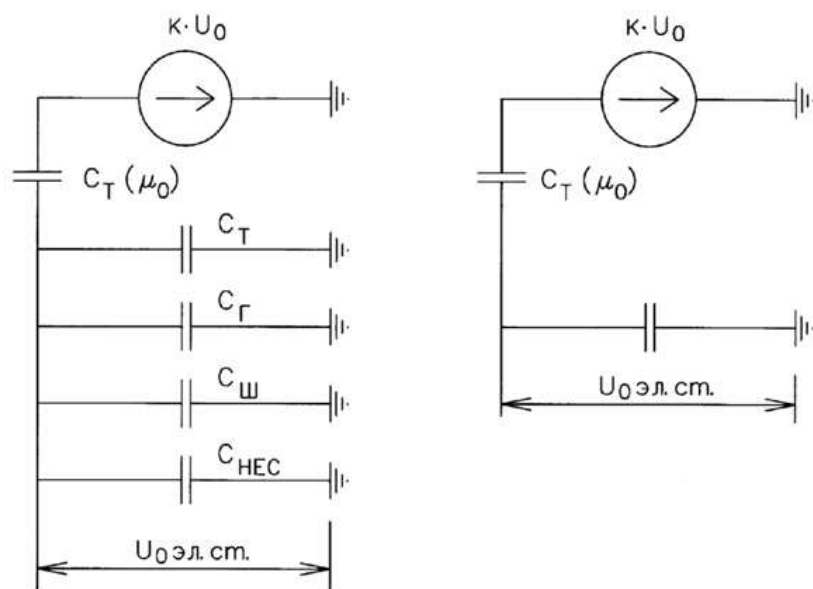


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{ эл.ст}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}}, \quad (5.17)$$

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

C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,9 мкФ/фазу;

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

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

$C_{\text{ВГ}}$ – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ. Принимаем равной 0,35 мкФ/фазу.

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}.$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.18)$$

где $U_{\text{НОМ ВН}}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора.

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленной электростатической индукцией силового трансформатора:

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

где K – коэффициент, учитывающий распределение U_0 по обмотке ВН трансформатора;

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора.

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 219 \text{ В.}$$

Суммарный емкостный ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma, \quad (5.20)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,265 \cdot 10^{-6} = 9,5 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.21)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3})} \cdot 219$$

$$U_{\text{ср}} \geq 4,3$$

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,323 \text{ о. е.} \quad (5.22)$$

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

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

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

1) Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.23)$$

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

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

Уставка $U1 >$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.24)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = I_2 / I_N. \quad (5.25)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,
 I_N – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.26)$$

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

Защита включает в себя следующие органы:

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

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

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

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.27)$$

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.28)$$

где K_{H} – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.29)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с}. \quad (5.30)$$

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

$$t_{CP} = \frac{A_{ИО}}{(I_{*2})^2} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.31)$$

$$A_{ИО} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}.$$

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

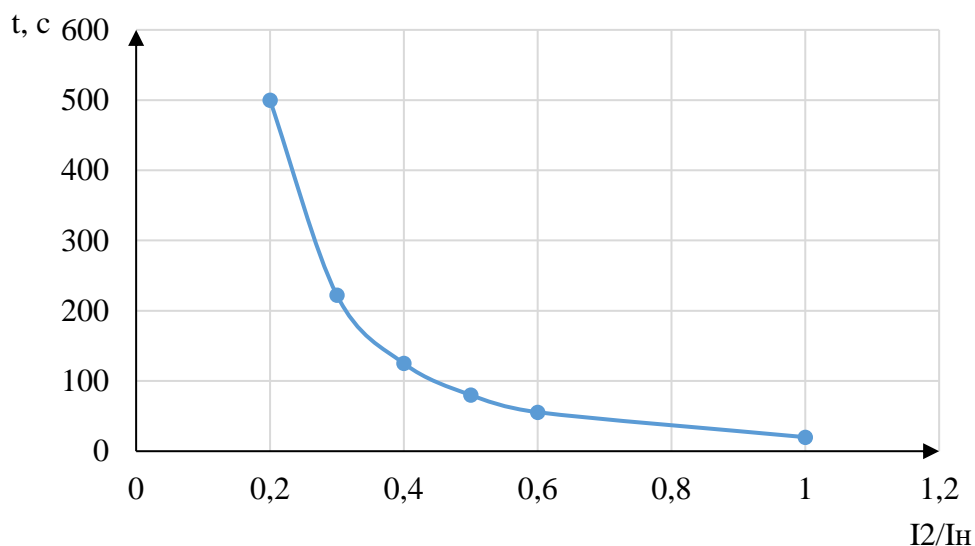


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий I_2

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$x''_{dВН} = x''_d \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,27 \cdot \left(\frac{230}{13,8} \right)^2 = 75,0 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

$$x^*_{вл} = x_{вл} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 39,15 \cdot \frac{98,8}{230^2} = 0,073 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

$$x_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{98,8}{125} = 0,087 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

$$I_{2с.3*} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x''_{dВН} + x_T + x^*_{вл})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (75 + 0,087 + 0,073)} = 0,005 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

где x''_d - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 $x''_{dВН}$ - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

x_T - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x^*_{вл}$ - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.3*} = 2 \cdot I_{2с.3} \cdot K_T = 2 \cdot 0,005 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,18 \quad (5.36)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2с.3} = 0,25$.

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

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.37)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – 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:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.38)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

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

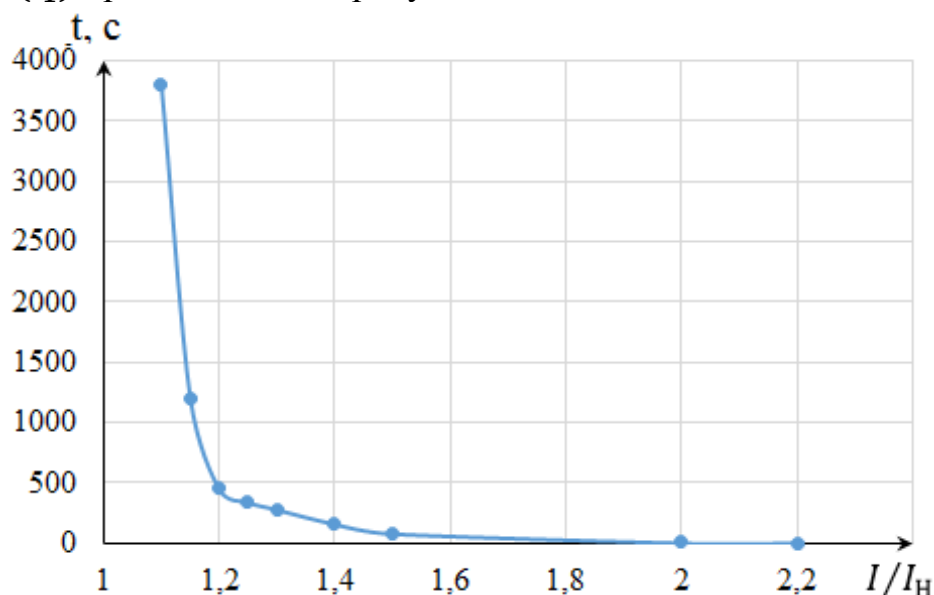


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_H}{0,98} = 1,531 \cdot I_H. \quad (5.39)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66 \text{ В}. \quad (5.40)$$

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 8,0с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{H \text{ РОТ}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.41)$$

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.42)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.3, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

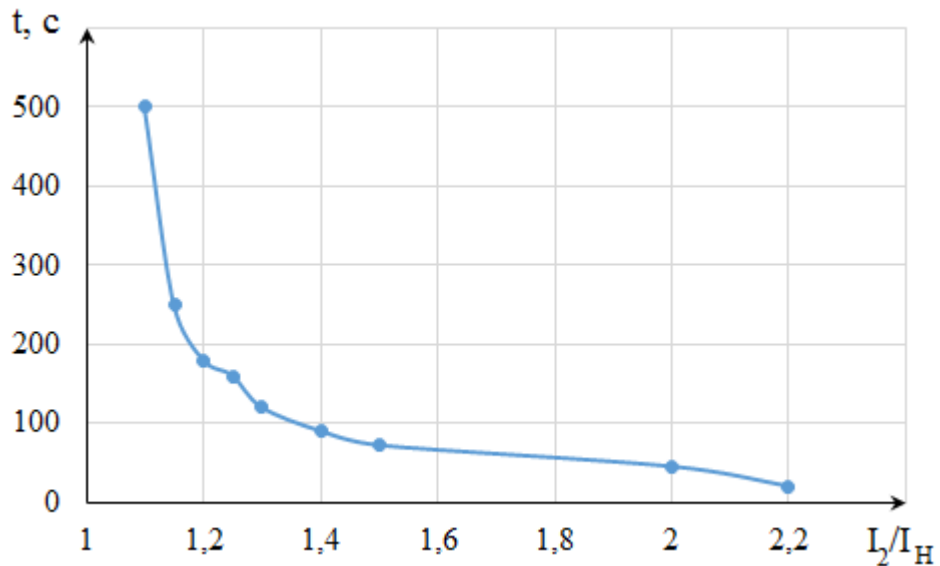


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.43)$$

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

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

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 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 Нижне-Курятская ГЭС – Жаровская:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 46,55 + \frac{0,8}{4} \cdot 39,15 = 45,07 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление линии;
 K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{125} = 46,55 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{98,8}{125} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{98,8}{230^2} \cdot 39,15 = 0,084 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_{б1} = 0,084 \cdot 1,927 = 0,162 \text{ Ом,} \quad (5.45)$$

где $Z_{б}$ – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_{б1} = \frac{U_{б1}^2}{S_{\text{НОМ Г}}} = \frac{13,8^2}{98,8} = 1,927 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{C3I} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,173 \cdot \frac{\frac{6000}{13,8}}{0,1} = 1,41 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,41 \text{ Ом.}$

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, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4134} = 1,93 \text{ Ом}, \quad (5.48)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,1 - 0,95}{0,93} = 2,95, \quad (5.49)$$

где $I_{\text{В.Х.Х}}$ – ток ротора холостого хода, А;
 x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.50)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = Z_{\text{НАГР.}\Phi \text{ о.е.}} \cdot Z_{61} = 0,38 \cdot 1,927 \cdot \frac{6000}{\frac{5}{13,8}} = 6,37 \text{ Ом.} \quad (5.51)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358. \quad (5.52)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69,03^\circ$.
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗ II}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.53)$$

$$Z_{\text{СЗ II}} = Z_{\text{СЗ II о.е.}} \cdot Z_{61} = 0,35 \cdot 1,927 = 0,67 \text{ Ом.} \quad (5.54)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{\text{СЗ II}} = \frac{Z_{\text{СЗ II}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,67 \cdot 6000/5}{13,8/0,1} = 5,79 \text{ Ом.} \quad (5.55)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 5,79 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,21 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,87 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

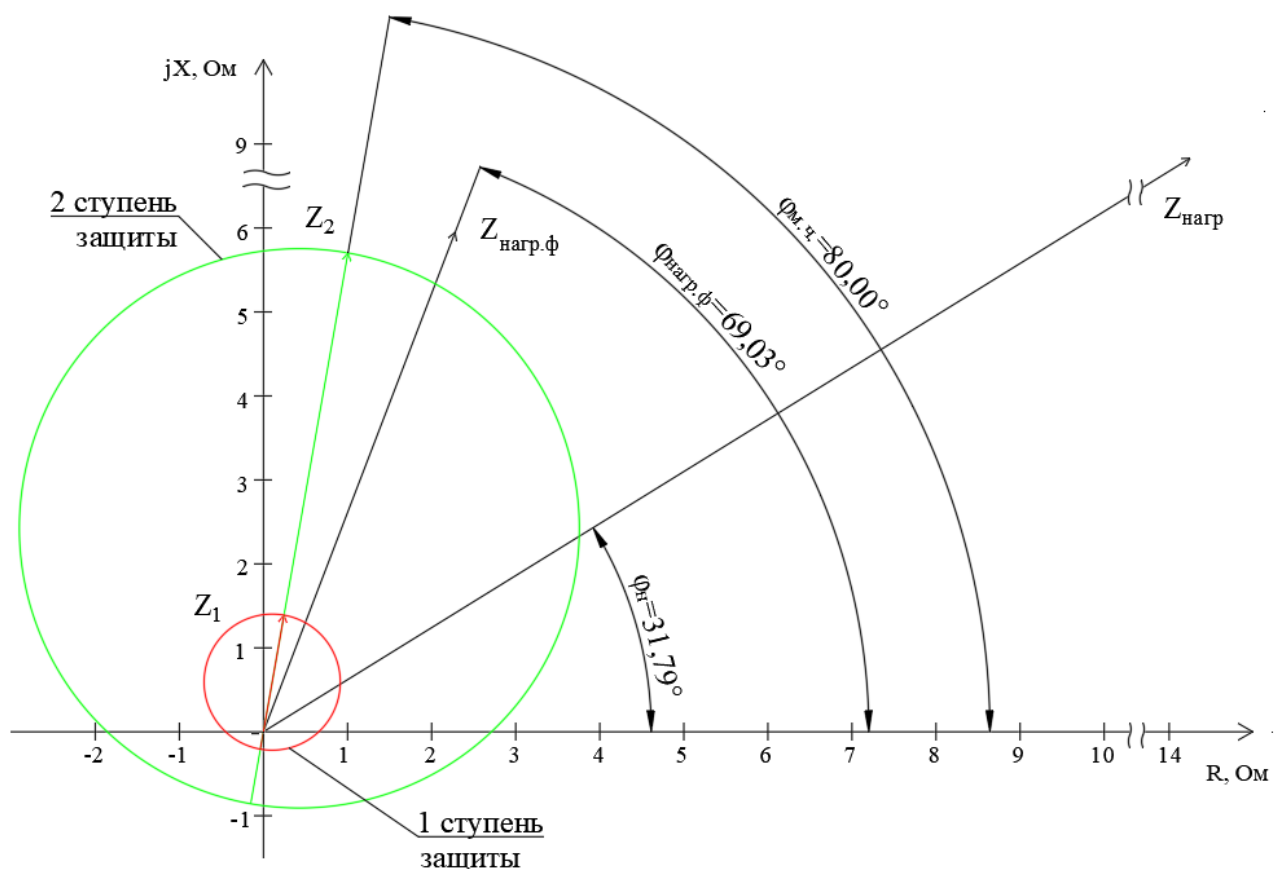


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

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

6 Компонировка и состав сооружений гидроузла

Для проведения требуемых расчётов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС).

Класс ГТС назначают в соответствии с [36].

Таблица 6.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерий	Параметр	Класс
1. Тип грунта основания и высота сооружения	Скальный, 70 м	II
2. Мощность	336 МВт	II
3. Изолированность от энергетических систем	Не изолирована	III
4. Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС	до 500	III

При сопоставлении критериев выбирается наивысший класс сооружения. По данным таблицы 6.1 принимаем для проектируемого гидротехнического сооружения II класс.

6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 a – конструктивный запас, $a = 0,7$ м.

Определяем высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где $v = 20$ м/с – расчетная скорость ветра;
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 2,1 \cdot 10^{-6}, \quad (6.4)$$

$L = 7050$ м – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$;

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{960 - 899}{2} = 30,5 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 7050}{9,81 \cdot 35,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,02 \text{ м.}$$

Для нахождения k_i находим безразмерные величины $\frac{gL}{v^2}, \frac{gt}{v}$:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 7050}{20^2} = 172,9 \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595, \quad (6.7)$$

где t – период действия ветра, принимается равным $6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

По верхней огибающей кривой графика снимаем величины $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ для

полученных значений $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$:

$$\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,022$$

$$\frac{g\bar{T}}{v} = 1,8$$

$$\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,08$$

$$\frac{g\bar{T}}{v} = 4$$

Принимаем значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,022$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,8$, определяем параметры

ВОЛНЫ.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,022 \cdot v^2}{g} = \frac{0,022 \cdot 20^2}{9,81} = 0,9 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,8 \cdot v}{g} = \frac{1,8 \cdot 20}{9,81} = 3,67 \text{ с.} \quad (6.9)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,67^2}{2 \cdot 3,14} = 21,04 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}. \quad (6.11)$$

$35,5 > 10,52$ – условие (6.11) выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,1 \cdot 0,9 = 1,88 \text{ м,} \quad (6.12)$$

где $k_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$.

Превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,017 + h_{1\%} + 0,7 = 0,017 + 1,88 + 0,7 = 2,6 \text{ м.}$$

Таким образом отметка гребня грунтовой плотины по (6.1) равна:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 960,00 + 2,60 = 962,60 \text{ м.}$$

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водобросную плотину:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{max.осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{осн.га}} - Q_c \quad (6.13)$$

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

n – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{\text{осн.га}}$ – пропускная способность одного агрегата;

Q_c – объем стока за период сработки.

$$Q_{\text{осн.расч}} = 4150,1 - (4 - 1) \cdot 188 - 464 = 551 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{q_B}, \quad (6.14)$$

где q_B – удельный расход на водосливе;

q_p – удельный расход на рисберме;

$h_{\text{нб}}$ – глубина воды в НБ, определяемая по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$, при $Q_{\text{max.осн}}$ из рисунка 1.3;

$v_{\text{доп}}$ – допустимая скорость на рисберме, равная 5 м/с, т.к. грунт, слагающий дно реки – гранит.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = v_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 9,55 = 47,7 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.15)$$

Определяем удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 47,55 = 59,62 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{551}{159,62} = 9,24 \text{ м}.$$

Принимаем 2 пролета шириной $b = 5$ м.

Расчетная ширина водосливного фронта B равна $2 \cdot 5 = 10$ м.

6.2.2 Расчёт аварийного водосброса (глубинных водовыпусков)

Задается диаметр водовыпускного отверстия D от 1 до 5 м.

Принимается $D = 3,0$ м.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО:

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пол галереи}} + h + \left(\frac{D}{2} + 2\right), \quad (6.17)$$

где h – высота галереи.

$$\nabla_{\text{ЦО}} = 907,00 \text{ м.}$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\text{НПУ} + \text{УМО}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{110 + 87,5}{2} - 55 = 43,75 \text{ м}, \quad (6.18)$$

Необходимо определить расход через отверстие:

$$Q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,069 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 50,57} = 178,11 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.19)$$

где μ – коэффициент расхода, равный 0,8;
 ω – площадь водовыпускного отверстия диаметром 3,0 м.

Далее нужно определить количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{Q_{\text{ВВ}}} = \frac{464}{178,11} = 2,61. \quad (6.20)$$

Принимается 3 отверстия диаметром 3 м.

6.2.3 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}}\right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{551}{0,49 \cdot 2 \cdot 5 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}}\right)^{\frac{2}{3}} = 8,64 \text{ м}, \quad (6.21)$$

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

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.22)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\begin{aligned} \sigma_n &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{8,64}{2} = \\ &= 0,8, \end{aligned} \quad (6.23)$$

где b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

$\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{551}{0,49 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 5 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,01 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.24)$$

$$\text{где } v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.25)$$

где $\delta_B = 3\text{ м}$ – толщина разрезного быка, равная:

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_0 = \frac{551}{(960 - 899)(10 + (2-1) \cdot 3)} = 0,69 \text{ м/с.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = 10,01 - \frac{1,1 \cdot 0,69^2}{2 \cdot 9,81} = 9,99 \text{ м.}$$

Стандартное значение $H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$.

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 960,00 - 10 = 950 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 950 + 1,6 \cdot 10 = 966 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей отметке или бетонной плотины, или по отметке верха быка.

В данном случае это отметка верха быка: $\nabla_{ГБ} = 966,00 \text{ м}$

6.2.4 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Поверочный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{р.пов} = Q_{max.пов} - (n - 1) \cdot Q_{пов.га} - Q_c; \quad (6.28)$$

где $Q_{max.пов}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка;

n – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{га}$ – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{р.пов} = 1787 - (4 - 1) \cdot 178 - 464 = 790 \text{ м}^3/\text{с}$$

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

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{790}{0,49 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,98 \text{ м,} \quad (6.29)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}. \quad (6.30)$$

$$H_{02пов} = \left(\frac{790}{0,49 \cdot 0,8 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,73 \text{ м}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.31)$$

где $v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНО})(B + (n - 1) \cdot \delta_{\text{Б}})}, \quad (6.32)$

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_{0\text{пов}} = \frac{790}{(962 - 899)(10 + (2 - 1) \cdot 3)} = 0,25 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов}} = 12,73 - \frac{1,1 \cdot 0,25^2}{2 \cdot 9,81} = 12,72 \text{ м.}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня, т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 950 + 12,72 = 962,72 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Принимаем отметку ФПУ 963,00 м, данная отметка не будет превышена при пропуске форсированного расхода.

6.2.5 Построение оголовка водослива по Кригер - Офицерову

Координаты для построения оголовков безвакуумного водослива с оголовком профиля грани, строится по координатам Кригера – Офицерова (таблица 6.2)

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,26	10	2,56	20	12,35	30	28,24
1	0,36	11	3,21	21	13,69	31	30,13
2	0,07	12	3,94	22	15,08	32	32,07
3	0	13	4,75	23	16,53	33	34,05
4	0,06	14	5,64	24	17,94	34	36,09
5	0,27	15	6,61	25	19,6	35	38,18
6	0,6	16	7,64	26	21,22	36	40,31
7	1	17	8,73	27	22,89	37	42,49
8	1,46	18	9,87	28	24,62	38	44,71
9	1,98	19	11,08	29	26,4	39	46,98
						40	49,38

6.2.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Принимаем сопряжение бьефов с донным режимом. Определим параметры гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}}, \quad (6.34)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 551}{(10 + (2 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 5,86 \text{ м.}$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (C_B + H_0 - h'_c)}} \quad (6.35)$$

В первом приближении значение h'_c в знаменателе принимают равным нулю.

$$h'_c = \frac{42,4}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (61 - 0)}} = 1,36 \text{ м}$$

$$q_c = \frac{Q_{осн.расч.}}{B + (n - 1) \cdot \delta_6} = \frac{551}{10 + (2 - 1) \cdot 3} = 42,4 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.36)$$

Во втором приближении в знаменателе подставляют найденное значение h'_c :

$$h'_c = \frac{42,4}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (61 - 1,36)}} = 1,38 \text{ м}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h_c'' = \frac{h_{c1}'}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,38}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{5,86}{1,36} \right)^3} - 1 \right)$$

$$= 16,43 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Определим тип прыжка:

Так как $h_c'' = 16,43 \text{ м} > h_{НБ} = 7,70 \text{ м}$, то имеем отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается. Так как, рассматриваемая плотина высотой более 40 м находится на скальном основании, а также расположена не в узком створе, то применяется гашение энергии потока способом свободно отброшенной струи.

6.2.7 Расчет носка трамплина и дальности отлета струи

Для отброса струи в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения ее на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Высота уступа от дна до носка-трамплина:

$$a = h_{НБ}^{max} + 1 = 9,7 + 1 = 10,70 \text{ м,} \quad (6.38)$$

где $h_{НБ}^{max} = \text{УНБ}_{\text{пов.мах}} - \text{отм. дна}$, это максимальная глубина НБ.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНО} + a = 899 + 10,70 = 909,70 \text{ м,} \quad (6.39)$$

Определим напор воды на носке:

$$z_{Н} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 960 - 909,70 = 50,30 \text{ м,} \quad (6.40)$$

Скорость потока воды на носке:

$$v_{Н} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_{Н}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 50,30} = 28,27 \text{ м/с,} \quad (6.41)$$

$$Z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ} = 960 - 908,54 = 51,46 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = K_a \cdot z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{z_0}{z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.43)$$

где $\alpha = 30^\circ \div 35^\circ$ – угол схода струи с трамплина, принимаем $\alpha = 30^\circ$;

φ – коэффициент скорости потока, при высоте водослива более 40 м равен 0.9;

Зная число Фруда, можно определить коэффициент аэрации потока K_a .

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{28,27^2}{9,81 \cdot 2,11} = 38,64 \geq 35, \quad (6.44)$$

где h_H – высота потока воды на носке, определяется по формуле:

$$h_H = \frac{q_B}{v_H} = \frac{59,62}{28,27} = 2,11 \text{ м}, \quad (6.45)$$

$$\begin{aligned} Fr < 35 & \quad k_a = 1 \\ Fr > 35 & \quad k_a = 0.8 \div 0.9 \end{aligned}$$

Принимаем $k_a = 0.8$

$$\begin{aligned} L &= 0,8 \cdot 50,30 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{51,46}{52,30} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) \\ &= 57,9 \text{ м}. \end{aligned}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,4 z_0$, на основании из слабой скалы $L > (0,5 - 0,6) z_0$, где z_0 – напор, создаваемый плотиной.

Проверяем условие для прочной скалы, так как у нас скальное основание:

$$\begin{aligned} L &> 0,4 \cdot z_0, \\ 57,90 \text{ м} &> 0,4 \cdot 51,46 = 20,58 \text{ м}. \end{aligned}$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от сооружения.

Определим глубину размыва:

$$h_p = t - h_{нб},$$

где t определяется как:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{нб}}{d}} \cdot h_H \quad (6.46)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{38,64}) \cdot \sqrt{38,64} \cdot \sqrt[4]{\frac{9,7}{1}} \cdot 2,11 = 28,15 \text{ м,}$$

где d – средняя крупность грунта, принимаем $d = 1$ м.

Тогда:

$$h_p = 28,15 - 9,70 = 18,45 \text{ м.}$$

Расстояние до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \quad (6.47)$$

где

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{нб})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} \quad (6.48)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,69 \cdot \cos 30 + 10,70 - 9,70)}{28,27^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,63,$$

Тогда:

$$L_1 = 57,90 + \frac{28,15}{0,63} = 10,36 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывтого русла равна:

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7h_p = 2,5 \cdot 5,86 + 3,7 \cdot 18,45 = 82,92 \text{ м.} \quad (6.49)$$

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

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 5,86 = 14,65 \text{ м.} \quad (6.50)$$

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу. Данный профиль представлен на рисунке Д.1 приложения Д.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Заложение низовой грани на первоначальном этапе можно принять равным 0,67-0,7.

Высота плотины h равна:

$$h_{\text{пл}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 960 - 897 = 63 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Ширина подошвы:

$$B_{\text{п}} = (0,67 \div 0,7)h_{\text{пл}} = (0,67 \div 0,7) * 63 = 42,21 \div 44,1 \text{ м} \quad (6.52)$$

Принимается ширина подошвы плотины $B_{\text{п}} = 43 \text{ м}$.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине, а также с разрезкой на блоки бетонирования.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}} = 5 + 3 = 8 \text{ м,} \quad (6.53)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;

δ_B – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-осадочных швов принимаем равной 5 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в виде полукруга. Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия.

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов, под защитой которых выполняются ремонтные работы. Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верховой стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стоек.

Толщина быка 3 м.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,7х1,5 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5х1,0 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устои

На Нижне-Курятской ГЭС предусмотрены два устоя.

Первый разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС. Конструктивно длина устоя принимается 180 м, ширина 2 м. Второй сопрягающий устой предназначен для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 15 м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х3,5м на отметке 899,00. Габариты для смотровых галерей принимаем 2х2,5м на отметках 917,50 и 935,00.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

Дренаж в теле плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.54)$$

$$a_{др} \geq \frac{61 \cdot 1,2}{25}$$

$$a_{др} \geq 2,9 \text{ м,}$$

где $a_{др}$ – расстояние от напорной грани до оси дренажа;

$H_{др}$ – напор над расчетным сечением;

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 25$).

$$H_{др} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 960 - 899 = 61 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 3 м.

6.3.6 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 7,5 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 8 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 19,5 м.

6.3.7 Расчет цементационной завесы и дренажа

На скальном основании как правило устраиваются только вертикальные дренажные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{п} = (0,10 \div 0,25) \cdot 43 = 4,3 \div 10,75 \text{ м,} \quad (6.56)$$

где $B_{п}$ - ширина подошвы плотины,

Принимается $l_3 = 5 \text{ м.}$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (960 - 899,47) = 36,3 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где H_d – максимальный напор над расчетным сечением.

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}}, \quad (6.58)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе;
 $J_{\text{cr.m}}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{\text{cr.m}} = 15$).

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d, \quad (6.59)$$

$$\Delta H = 60,53 - 0,4 \cdot 60,53 = 36,32 \text{ м}.$$

$$\delta_3 \geq \frac{36,32 \cdot 1,2}{15}, \quad (6.60)$$

$$\delta_3 \geq 2,9 \text{ м}, \quad \text{принимается } 3 \text{ м}.$$

Глубина дренажных скважин равна:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 36,3 = 21,8 \text{ м}, \quad (6.61)$$

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи.

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 6 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при ∇ НПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе.

Нагрузки собирают на одну секцию, а при сплошном поперечном сечении плотины нагрузки собирают на 1 п. м. длины сооружения.

6.4.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{\text{пл}} = 1476 \text{ м}^2$, $S_{\text{б}} = 1810 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1476 \cdot 5 \cdot 24}{5 + 3} = 22140 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.62)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;

$\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес бетона;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Вес быка без учёта зубьев определяем аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1810 \cdot 3 \cdot 24}{5 + 3} = 16290 \text{ кН/м}. \quad (6.63)$$

Вес плоского затвора по формуле Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 67,5^{1,5} \cdot 9,81 = 299 \text{ кН}, \quad (6.64)$$

где f – площадь затвора, равная:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (963 - 950 + 0,5) \cdot 5 = 67,5 \text{ м}^2. \quad (6.65)$$

Вес затвора приводят к 1 п. м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{299}{5 + 3} = 37 \text{ кН/м}. \quad (6.66)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$T_{\text{ВБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 63^2}{2} = 19845 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

$$\text{где } H_{\text{В}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 960 - 897 = 63 \text{ м}. \quad (6.68)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 2,47^2}{2} = 30,50 \text{ кН}; \quad (6.69)$$

где $H_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 899,47 - 897 = 2,47 \text{ м}.$ (6.70)

6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 2,47 \cdot 43 \cdot 10 = 1062 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле;
 $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы.

6.4.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 960 - 899,47 = 60,53 \text{ м}. \quad (6.72)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 60,53 = 24,21 \text{ м}. \quad (6.73)$$

$$H_{ar} = 0,2H_d = 0,15 \cdot 60,53 = 9,08 \text{ м}. \quad (6.74)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 457 \cdot 10 = 4570 \text{ кН}. \quad (6.75)$$

6.4.5 Давление грунта

Активное давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p_{\text{Н}} = \gamma_{\text{Н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{Н}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{Н}}}{2} \right), \quad (6.76)$$

где $\gamma_{\text{Н}}^{\text{взв}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $\varphi_{\text{Н}} = 20$ – угол внутреннего трения наносов;
 $h_{\text{Н}} = 2 \text{ м}$ – толщина слоя наносов.

$$p_{\text{Н}} = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \text{ кН/м}^2,$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{Н}} = \frac{p_{\text{Н}} \cdot h_{\text{Н}}}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН}. \quad (6.77)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.78)$$

$$p_1 = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{39}{2} \right) = -139 \text{ кН/м}^2$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.79)$$

$$p_2 = (10 \cdot 2 + 17,5 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot \left(45 - \frac{39}{2} \right) = -96 \text{ кН/м}^2$$

где $\gamma_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_B = 27 - (1 - 0,05) \cdot 10 = 17,5 \text{ кН/м}^3; \quad (6.80)$$

где n – пористость сухого грунта, для гранита $n = 0,05$;
 c – сцепление грунта, равное 150 кПа.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-139 - 131}{2} = -135 \text{ кН}, \quad (6.81)$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{гр} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.82)$$

$$p_{гр} = 17,5 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{39}{2} \right) + 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 + \frac{39}{2} \right) = 783 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{пас} = \frac{p_{гр} \cdot h_{гр}}{2} = \frac{783 \cdot 2}{2} = 783 \text{ кН}. \quad (6.83)$$

6.4.6 Волновое воздействие

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.84)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,88 \cdot \left(\frac{21,04}{\pi} + \frac{0,53}{2} \right) = 65,5 \text{ кН/м.}$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 1,88$ м;
 $\bar{\lambda}_{\text{д}}$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_{\text{д}} = 21,04$ м.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_{\text{д}}} = \frac{\pi \cdot 1,88^2}{21,04} = 0,53 \text{ м,} \quad (6.85)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = 21,04 - \frac{3}{8} \cdot 1,88 = 3,13 \text{ м.} \quad (6.86)$$

6.5 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.5 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВБ}$	1	→	19845	19845	21	416745,0
$T_{НБ}$	1	←	30,50	30,5	-0,82	-25,0
$G_{пл}$	0,95	↓	22140	21033	-6,9	-145127,7
$G_б$	0,95	↓	16290	15475,5	-9,42	-145779,2
$W_{вз}$	1	↑	1062	1062	0	0,0
$W_ф$	1	↑	4570	4570	9,7	44329,0
$E_н$	1,2	→	9,8	11,8	2,67	31,4
$E_{пас}$	0,8	←	783	626,2	-0,67	-419,6
$W_{волн}$	1	→	65,5	65,5	60,35	3950,9
$q_з$	0,9	↓	37	33,7	-24,7	-831,5

$$\sum M = 172873 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$\sum N = G_{пл} + G_б + q_з - W_{вз} - W_ф \quad (6.87)$$

$$\sum N = 21033 + 15475,5 + 33,7 - 1062 - 4570 = 30910 \text{ кН}$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{пл}} + \frac{6 \sum M}{B_{пл}^2} = -\frac{30910}{43} + \frac{6 \cdot 172873}{43^2} = -157,9 \text{ кПа}, \quad (6.88)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 $B_{пл}$ – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -157,9 \cdot 0^2 - 10 \cdot 63 \cdot (1 - 0^2) = \\ &= -630 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.89)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 63 - 157,9) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}. \quad (6.90)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -157,9 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 63 \cdot 0^2 = -157,9 \text{ кПа.} \quad (6.91)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = 10 \cdot 63 = -630 \text{ кПа.} \quad (6.92)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{30910}{43} - \frac{6 \cdot 172873}{43^2} = -1279,8 \text{ кПа,} \quad (6.93)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 B_{Π} – ширина подошвы плотины;
 N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2), \quad (6.94)$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

$$\sigma_x^t = -1279,8 \cdot 0,53^2 - 10 \cdot 2,47 \cdot (1 - 0,53^2) = -377,3 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 2,47 + (-1279,8)) \cdot 0,53 = 665,2 \text{ кПа.} \quad (6.95)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1279,8 \cdot (1 + 0,53^2) + 10 \cdot 2,47 \cdot 0,53^2 \\ &= \\ \sigma_3^t &= -1279,8 \cdot (1 + 0,53^2) + 10 \cdot 2,47 \cdot 0,53^2 = -1632,4 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.96)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2,47 = -24,7 \text{ кПа.} \quad (6.97)$$

Сбор нагрузок и эпюры напряжений представлены на рисунках Д.2 и Д.3 приложения Д.

6.6 Критерии прочности плотины и её основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.98)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая [36];

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 0,9 \cdot 1632,4}{1} = 1763,0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.99)$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.100)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -157,9 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.101)$$

$|-157,9| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 63$, т.е. $157,9 \text{ кН/м}^2 \geq 157,5 \text{ кН/м}^2$, условие выполняется.

6.7 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.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.102)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$\begin{aligned} R &= (G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_\pi \\ &= (15475,5 + 21033 - 1062 - 4570 + 33,7) \cdot 0,8 + 626,2 \cdot 0,8 + 150 \cdot 43 = \\ &= 31679 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.103)$$

где $tg\varphi$ – тангенс угла внутреннего трения для гранита 0,8;

c – сцепление для грунта, 150 кН/м²;

B_π – ширина подошвы плотины 47 м.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_{вб} - T_{нб} + W_{волн} + E_n = 19845 - 30,5 + 65,5 + 11,8 = \\ &= 19892 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.104)$$

$$\frac{31679 \cdot 0,95}{19892 \cdot 1} \geq 1,2 \quad (6.105)$$

1,51 > 1,25, следовательно условие выполняется.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Согласно федеральному закону "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция) безопасность гидротехнических сооружений Нижне-Курятского гидроузла обеспечивается в процессе проектирования, строительства, капитального ремонта, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений.

Сведения о гидротехнических сооружениях Нижне-Курятской ГЭС после окончания их возведения вносятся в Российский регистр гидротехнических сооружений после утверждения декларации безопасности гидротехнического сооружения. При внесении в Регистр сведений о гидротехнических сооружениях Нижне-Курятского гидроузла ему присваивается II класс опасности.

В соответствии с федеральным законом "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция) обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

В процессе строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений Нижне-Курятского гидроузла необходимо выполнять следующие требования для обеспечения их безопасности:

- обеспечить техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;
- обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнических сооружений, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения, вредных природных и техногенных

воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и эксплуатацией объектов ниже и выше гидротехнического сооружения;

- обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения, а также правил его эксплуатации, требования к содержанию которых устанавливаются федеральными органами исполнительной власти в соответствии с их компетенцией;

- развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;

- систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;

- обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;

- создавать финансовые и материальные резервы, предназначенные для ликвидации аварии гидротехнического сооружения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации для создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- организовывать эксплуатацию гидротехнического сооружения в соответствии с разработанными и согласованными с федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, правилами эксплуатации гидротехнического сооружения и обеспечивать соответствующую обязательным требованиям квалификацию работников;

- создавать и поддерживать в состоянии готовности локальные системы оповещения;

- содействовать федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, в реализации их функций;

- совместно с органами местного самоуправления информировать население о вопросах безопасности гидротехнических сооружений;

- финансировать мероприятия по эксплуатации гидротехнического сооружения, обеспечению его безопасности, а также работы по предотвращению и ликвидации последствий аварий гидротехнического сооружения;

- заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

- осуществлять капитальный ремонт, реконструкцию, консервацию и ликвидацию гидротехнического сооружения в случае его несоответствия обязательным требованиям;

- обеспечивать внесение в Регистр сведений о гидротехническом сооружении;

- обеспечивать проведение аттестации работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом.

Работники, в том числе руководители, в целях подтверждения знания обязательных требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений обязаны не реже одного раза в пять лет проходить аттестацию по вопросам безопасности гидротехнических сооружений. Аттестация работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений проводится в объеме требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам:

1. строительным нормам и правилам;
2. нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и
3. гидроаккумулирующих электростанций;
4. Российского регистра гидротехнических сооружений;
5. Федеральным законам «Об основах охраны труда в РФ»;
6. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»;
7. санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
8. государственным стандартам безопасности труда;
9. правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей;
10. правилам устройства электроустановок, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным
11. действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-

гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

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

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом. При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, введённых уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами

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

1. оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации,
2. выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе.
3. допуск к работе;
4. надзор во время работы;
5. оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждённых МЧС России В соответствии

с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей

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

Руководители отделов, структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

1. обеспечивать разработку планов эвакуации людей, оборудования на случай пожара;
2. обеспечить соблюдение установленного противопожарного режима, требований правил пожарной безопасности и инструкции о мерах пожарной безопасности;
3. знать характеристики пожарной опасности зданий, сооружений, технологических процессов, производственного оборудования, хранимых, используемых и обращающихся в производственных помещениях, и материалов и организовывать пожаробезопасное хранение, транспортирование и применение пожаровзрывоопасных веществ;
4. обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
5. организовать пожарно-техническую подготовку подчинённого персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
6. обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
7. установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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:

1. вводный инструктаж по пожарной безопасности;
2. проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
3. проведение противопожарных тренировок

4. повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
5. изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

8 Охрана окружающей среды

8.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища

Растительность Каратузского района представлена смешанным лесом, преобладает ель и береза. В состав ихтиофауны реки входят голец, ряпушка, сиг, хариус, щука, налим, окунь, колюшка, гольян.

При строительстве Нижне-Курятского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.
2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

8.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{1692556 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 76156 \text{ т.} \quad (8.1)$$

где N - объем бетонных работ (1 692 556 м³);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988 г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{S_6 \cdot B_в \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{76156 \cdot 1,0 \cdot 0,2}{100\%} \cdot 2,0 = 30127 \text{ т.} \quad (8.2)$$

где N - количество арматуры (20% от объема бетона), м³;
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

Таким образом в результате строительства будет образовано 76 156 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 602 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Нижне-Курятского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных 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 ГЭС находится в Курагинском районе, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Казыр от сбросов Нижне-Курятской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения, в пределах промплощадок объектов Нижне-Курятской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

9 Технико-экономическое обоснование

9.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупненно показаны в календарном графике в приложении Е рисунок Е.2.

Объемы продаж электроэнергии Нижне-Курятской ГЭС показаны в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии Нижне-Курятской ГЭС

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	224	336	336	336	336
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	896000	1344000	1344000	1344000	1344000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	4480	6720	6720	6720	6720
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	891520	1337280	1337280	1337280	1337280
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1262,38	1332,41	1402,72	1471,48	1536,88
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1130,47	1781,80	1875,82	1967,78	2055,24
НДС к выручке	млн.руб	188,41	296,97	312,64	327,96	342,54

Из таблицы 9.1 видно, что вследствие увеличения цены тарифов на электроэнергию происходит рост объема выручки и НДС к выручке в первые годы эксплуатации ГЭС.

9.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,02%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	85,75
Прочие	274,0	92,06
Итого по ГЭС		177,81

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
АО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс. руб/МВт	45,49
АО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб/МВт*ч	3,18
АО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб/МВт*ч	0,92
Итого		49,60

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	103,10	320,51	373,88	373,88	373,88
Расходы на страхование, млн.руб.	78,78	208,23	221,41	221,41	221,41
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	118,54	177,81	177,81	177,81	177,81
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	59,08	156,18	249,08	249,08	249,08
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	33,06	49,60	49,60	49,60	49,60
Налог на воду, млн.руб.	8,13	13,93	13,93	13,93	13,93
Итого, млн.руб.	400,69	926,26	1085,71	1085,71	1085,71

Из таблицы 9.5 видно, что с начала производства электроэнергии текущие итоговые затраты составили 401 млн. руб., в 2026 году стали 1086 млн. руб. и дальше остаются неизменными.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 9.1).

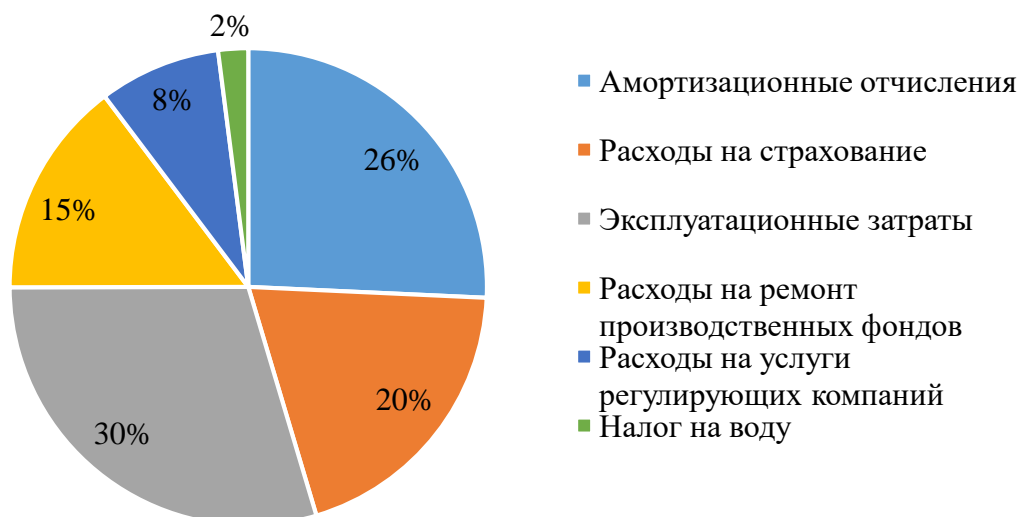


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	659,4	695,6	733,3	772,2	812,9
НДС, млн.руб.	246,1	866,7	902,8	940,1	979,1
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Налог на имущество, млн.руб.	462,1	453,9	445,6	437,4	429,2
Итого, млн.руб.	1371,5	2020,1	2085,8	2153,7	2225,1

Наибольшее значение от налоговых расходов в первый год принимают налог на имущество и налог на прибыль. В дальнейшие годы преобладает НДС и налог на прибыль, что объясняется ростом прибыли предприятия.

9.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компанией и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль за первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	2535,0	3994,5	4204,5	4410,0	4613,6
Текущие расходы, млн.руб.	400,7	926,3	1085,7	1085,7	1085,7
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	2134,3	3068,2	3118,8	3324,3	3527,9
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	426,9	613,6	623,8	664,9	705,6
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1707,4	2454,6	2495,0	2659,4	2822,3
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Из таблицы 9.7 видно, что чистая прибыль увеличивается с каждым годом вследствие увеличения цен на электрическую энергию и мощность. На рисунке 9.2 показано изменение чистой прибыли по проекту.

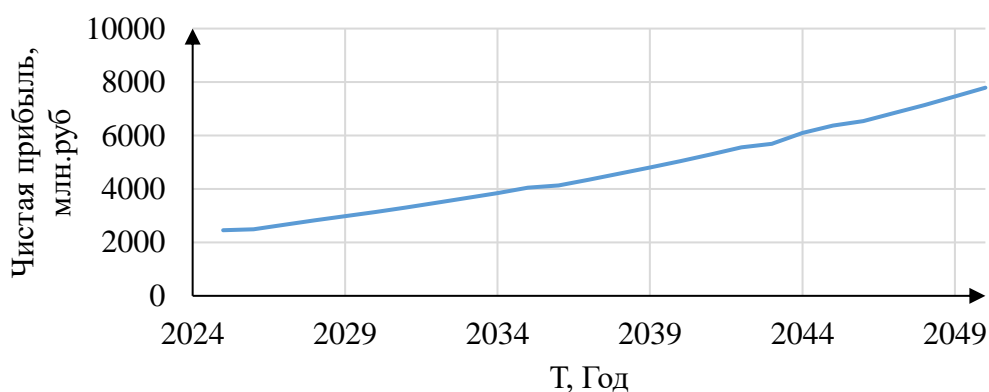


Рисунок 9.2 – Динамика чистой прибыли

Из рисунка 9.2 видно, что проект будет увеличивать свою экономическую эффективность с 2024 года, что обусловлено поочерёдным пуском гидроагрегатов.

График с укрупненными этапами реализации проекта показан в приложении Е рисунок Е.1. Из графика можно увидеть, что Нижне-Курятская ГЭС начинает приносить прибыль с 2032 года. До этого момента денежный поток был отрицательным из-за затрат на строительство, закупку и монтаж оборудования.

9.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

9.5.1 Методология и исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к которым относятся:

1. Чистый дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости;
4. И т.д.

Данный раздел выполнен в соответствии с документацией, [38],[40],[41].

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert».

Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Нижне-Курятской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Нижне-Курятской ГЭС на реке Казыр»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - РВ, мес	138
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	312
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1294,73
Индекс прибыльности – PI	1,07
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,26
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,37
Удельные капиталовложения, руб/Квт	82 368,90

По полученным показателям эффективности можно сделать вывод, что строительство Нижне-Курятской ГЭС является целесообразным. Индекс прибыльности $PI = 1,07$, это говорит о том, что вложенные средства смогут окупиться и увеличиться на 7 %. Период окупаемости 138 месяцев (11,5 лет). Такой долгий период окупаемости можно объяснить отдаленностью строительства станции от населенных пунктов и инфраструктуры. Себестоимость электрической энергии и удельные капиталовложения являются удовлетворительными.

9.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн. руб.	322,90	519,00	536,30	572,29	607,93
В региональный бюджет, млн. руб.	75,54	457,25	495,00	486,78	478,55
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	398,44	976,25	1031,30	1059,07	1086,48

Налоговые выплаты Нижне-Курятской ГЭС в федеральный бюджет с каждым годом будут возрастать из-за увеличения прибыли предприятия, а выплаты в региональный бюджет уменьшаются вследствие уменьшения налога на имущество.

9.7 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цены сбыта;
- г) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение величины чистого приведенного дохода (PI) от изменения ставки налогов представлено на рисунке 9.3.

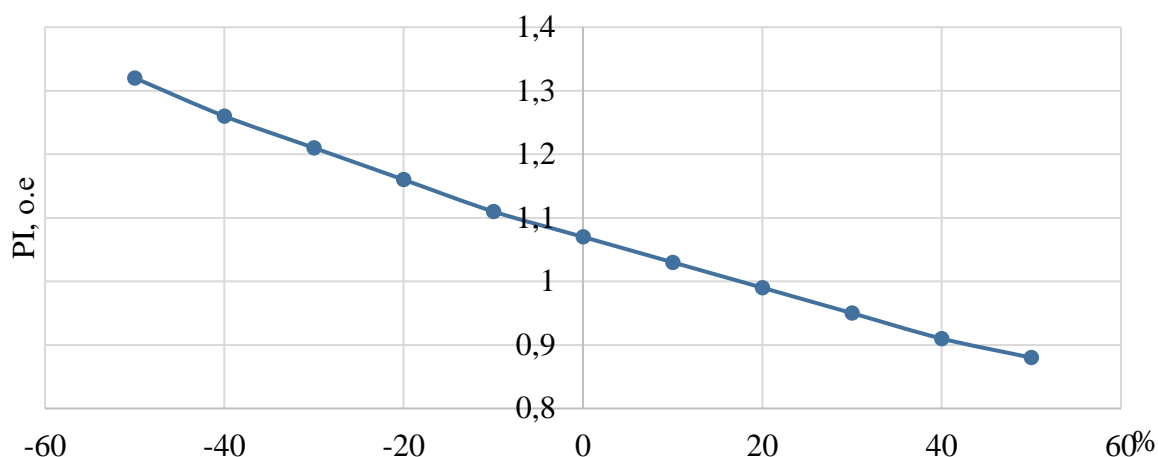


Рисунок 9.3 – Изменение величины PI от изменения ставки налогов

При увеличении налоговой нагрузки на 18 % проект достигнет значения $PI=1$, т.е. при дальнейшем увеличении проект станет убыточным. Изменение величины чистого приведенного дохода (PI) в зависимости от изменения объёма инвестиций, представлено на рисунке 9.4.

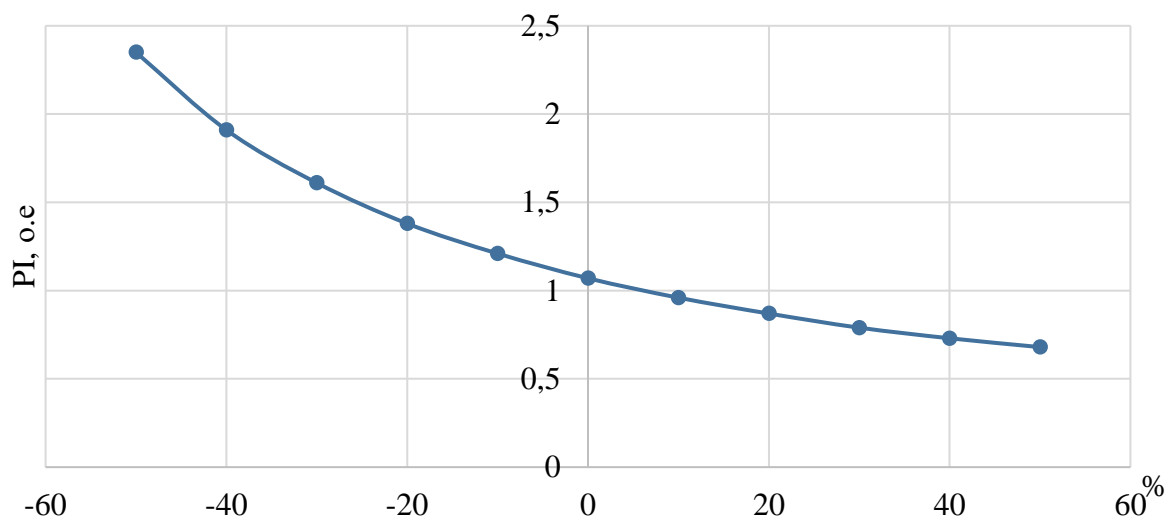


Рисунок 9.4 – Изменение величины PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

При увеличении объёма инвестиций на 7 % проект достигнет значения $PI=1$, т.е. при дальнейшем увеличении проект станет убыточным. Данный показатель является наиболее чувствительным.

Изменение PI в зависимости от цены сбыта, представлено на рисунке 9.5.

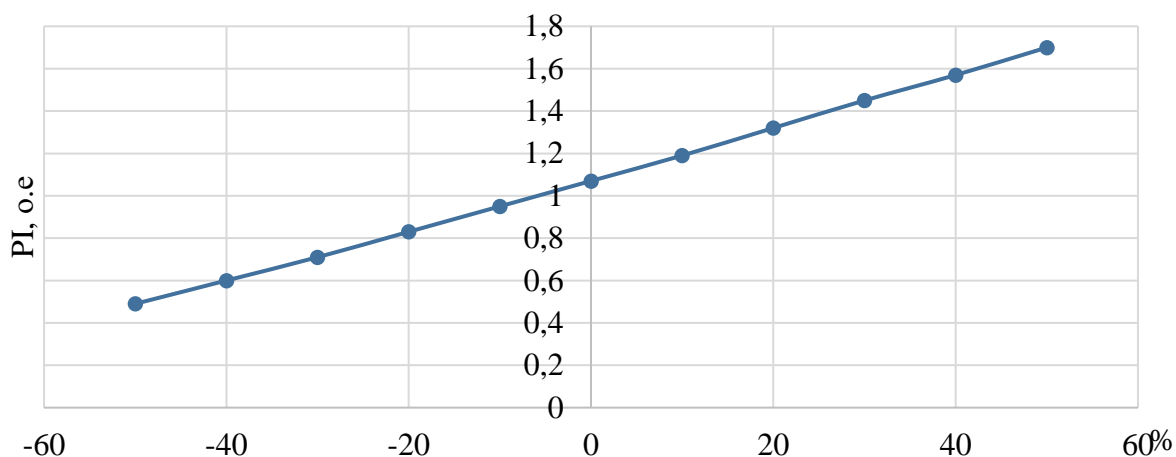


Рисунок 9.5 – Изменение PI в зависимости от ставки дисконтирования

При уменьшении цены сбыта электроэнергии и мощности на 9 % проект достигнет значения $PI=1$, т.е. при дальнейшем уменьшении проект станет убыточным.

Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлено на рисунке 9.6

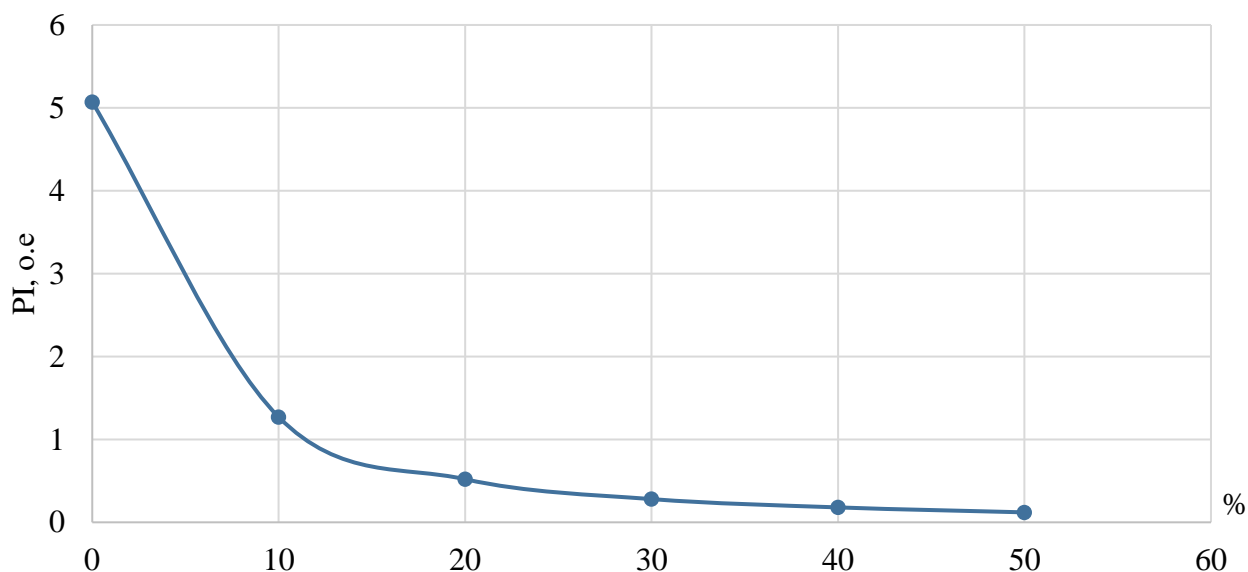


Рисунок 9.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

При достижении ставки дисконтирования 12,26 %, т.е. равной величине внутренней нормы рентабельности проект достигнет значения $PI=1$. При дальнейшем увеличении проект станет убыточным.

10 Кибербезопасность и помехозащищенность

Электроэнергетика – это одна из отраслей экономики, для которой вопрос защиты АСУ ТП является одним из наиболее критичных, т.к. инцидент в АСУ ТП энергопредприятия способен привести к нанесению значительного материального ущерба, а также стать причиной экологической или гуманитарной катастрофы, в результате последствий которой может пострадать большое количество людей.

Многие АСУ ТП управляют непрерывным производственным циклом. Остановка таких систем для установки средств защиты информации или проведения исследования уязвимостей в большинстве случаев невозможна.

10.1 Безопасность в эпоху глобализации

Сочетание систем связи и средств обработки данных привело к новому этапу совершенствования производственного процесса в виде непрерывного отслеживания состояния процесса и взаимодействия процесса с окружающей средой. Таким образом, при наличии соответствующих вычислительных мощностей весь производственный процесс может быть представлен как единая система. Эта система не только обеспечивает возможность автоматизированного управления, но иногда даже может быть саморегулируемой (адаптирующейся), что позволяет поддерживать систему в целевой зоне эффективной работы.

Концептуальное логическое проектирование киберфизической системы включает в себя совокупность взаимосвязанных физических компонентов, ответственных за реализацию производственных процессов, совокупность взаимосвязанных информационных компонентов, ответственных за управление технологическими процессами на различных уровнях автоматизации, и коммуникативную среду, обеспечивающую обмен данными внутри системы и со средой и передающую управляющие команды исполнительным блокам через связь по ВОЛС.

Логическая структура приведена на рисунке 10.1

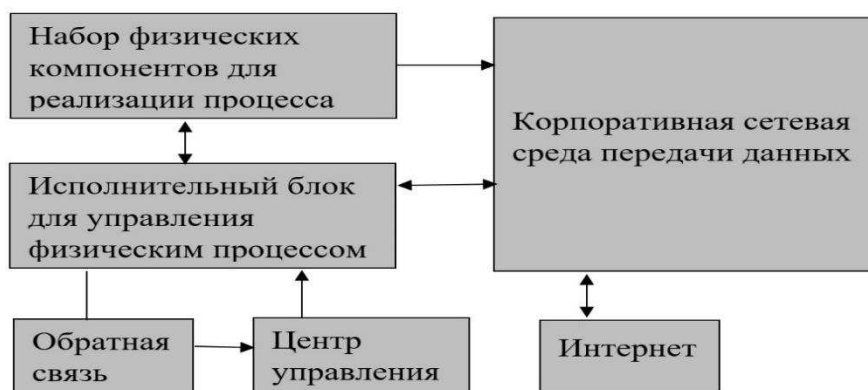


Рисунок 10.1 – Логическая структура киберфизической системы.

Обычно называемые киберугрозами или кибератаками, эти явления получили гораздо большее распространение в последнее десятилетие, поэтому

возникла необходимость защиты от киберугроз современных энергетических, транспортных, финансовых и специальных систем.

10.2 Охрана и безопасность на АСУ ТП энергетики: актуальность проблемы

Актуальность обеспечения безопасности киберпространства проиллюстрирована на примере информационных компонентов автоматизированных систем управления технологическими процессами энергетики.

Факты нарушений безопасности в АСУ ТП энергетики [43] приведены в Таблице 10.1.

Согласно проведенному анализу, основной причиной увеличения числа нарушений безопасности в АСУ ТП является интеграция с корпоративными системами, недостаточное внимание к системам обеспечения безопасности и игнорирование компонентов сетевой безопасности.

Таблица 10.1 – Нарушения безопасности АСУ ТП

Место происшествия	Дата	Подробности инцидента
Квинсленд, Австралия	Окт. 2001	Изменение параметров работы клапанов в системе SCADA очистных сооружений привело к сбросу неочищенных сточных вод на городские улицы, в реку, а затем в океан
Станция Амудсен-Скотт (Южный полюс)	Янв. 2003	Компьютеры, отвечающие за управление системами жизнеобеспечения, взломаны, денежное вознаграждение требуется в обмен на безопасность на станции
Атомная электростанция Дэвис-Бесс в Огайо (США)	Янв. 2003	SQL Slammer заразил офисные компьютеры и проник в сеть управления электростанцией из-за уязвимого программного обеспечения Microsoft
Система водоснабжения в Иллинойсе (США)	Нояб. 2011	Поломка насоса, используемого для подачи воды в тысячи домов

Даже общепринятые средства и средства обеспечения безопасности используются неэффективно, что подтверждается следующими фактами:

- из всех мероприятий инженерной защиты меры обеспечения сетевой безопасности различной полноты и достаточности приняты на 88% объектов, причем удаленный доступ и/или доступ из корпоративной сети обеспечен для АСУ ТП в 17% случаев.

- встроенные средства защиты используются в основном для ограничения несанкционированной человеко-машинной связи (режим «Витрина данных» (Data mart) и т. д.); на более низком уровне (PLC) эти средства либо не

корректируются, либо отключаются.

– антивирусная защита используется в 25% АСУ ТП, однако определения вирусов обновляются только в 11% АСУ ТП.

– системное и прикладное программное обеспечение регулярно обновляется только в 8% АСУ ТП.

Именно поэтому в первом полугодии 2015 года ICS-CERT зафиксировала 108 инцидентов: 20% из них произошли в критических производственных зонах, 13% - в энергетике и 18% - в генерирующих системах (гидроэлектростанции и тепловые электростанции).

Актуальность проблем, связанных с АСУ ТП, требующих оперативного решения и разработки новаторских технологий мирового уровня, определяется стратегией национальной безопасности России, в соответствии с которой изучение проблем общероссийской информационной структуры в глобализирующемся мире и разработка средств и методов обеспечения безопасности и охраны в автоматизированных системах управления отнесены к приоритетным задачам.

10.3 Кибербезопасность в энергетике

АСУ ТП - это сложный высокотехнологичный комплекс аппаратно-программных средств, предназначенных для обеспечения автоматизированного управления промышленным, транспортным и технологическим оборудованием и операциями на производственной площадке в целом или в отдельных производственных зонах.

АСУ ТП представляет собой единую информационно-телекоммуникационную систему с несколькими управляющими пользовательскими интерфейсами (терминалами), средствами и носителями передачи, обработки и хранения информации о ходе контролируемых процессов, а также оконечными аппаратными элементами автоматизации, такими как датчики, контроллеры, исполнительные устройства. Все элементы АСУ ТП образуют комплексную диспетчерскую, телеметрическую и коммуникационную инфраструктуру, взаимосвязанную на основе протоколов промышленных АСУ ТП (SCADA).

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)-программный комплекс, предназначенный для разработки или поддержки работы АСУ ТП в режиме реального времени и включающий подсистемы сбора, обработки, воспроизведения и архивирования информации о контролируемых объектах. SCADA используется в АСУ ТП во всех критических производственных секторах, где требуется управление технологическим процессом в режиме реального времени оператором. SCADA-системы комплектуются дополнительным программным обеспечением для программирования промышленных контроллеров.

Исходя из специфики функционирования АСУ ТП, основной идеей по обеспечению безопасности АСУ ТП является не защита конфиденциальных данных, а обеспечение непрерывности производственного процесса. Мало кому

интересны сами показания с датчиков температуры или давления какого-либо промышленного оборудования, а вот вывести эти датчики из строя и остановить производство, и есть настоящая цель направленной угрозы.

Для минимизации риска реализации данных угроз используются механизмы идентификации и аутентификации пользователей в SCADA-системах, межсетевое экранирование для разграничения АСУ ТП и внешних сетей, применение средств антивирусной защиты, механизмы обнаружения и предотвращения вторжений, анализа уязвимостей, резервного копирования информации

10.4 Конкретные вопросы охраны труда и техники безопасности для АСУ ТП в гидроэнергетике

Фактически АСУ ТП является промежуточным звеном в общей информационной структуре предприятия и может обмениваться информацией как с общекорпоративной сетью, включающей административные службы, производственные отделы, поставщиков и т. д., так и с конкретными подсистемами ГЭС вплоть до уровня управляющих промышленных контроллеров и периферийного оборудования.

Таким образом, оператор, допустивший ошибку или проявивший небрежность, может вызвать серьезные проблемы в управлении гидроэнергетической системой с тяжелыми последствиями. Создается возможность выполнения дистанционных команд управления технологическим процессом или саморегулирования и автоматизированной адаптации к изменяющимся условиям.

Схема системы безопасности АСУ ТП приведена на рисунке 10.2:

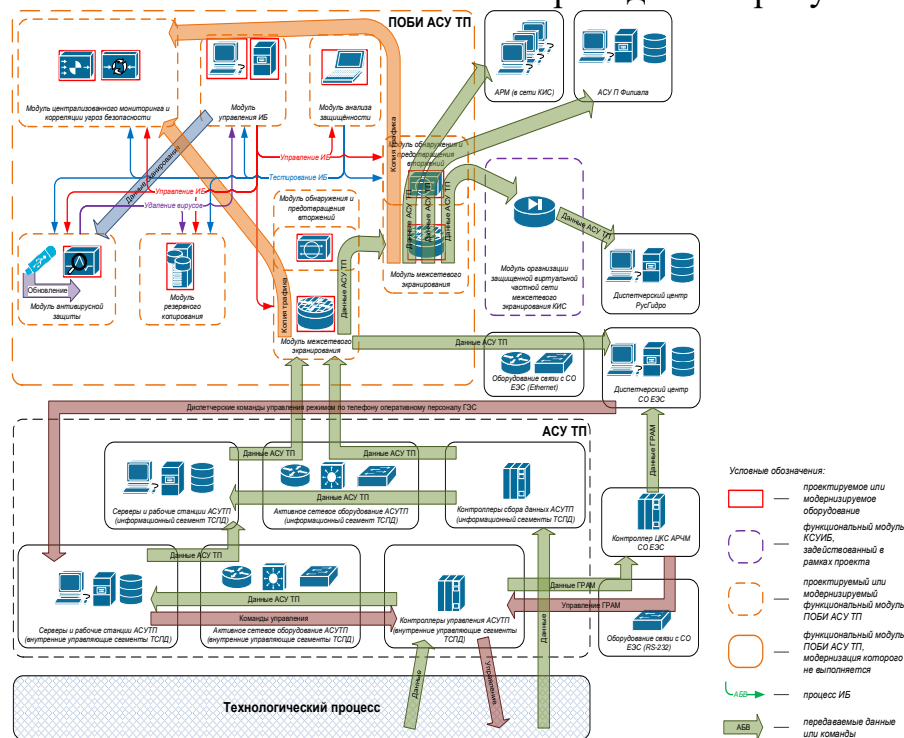


Рисунок 10.2- Схема системы безопасности АСУ ТП

В настоящее время все энергетические объекты оснащены системами аварийного управления (ECS). Они предназначены для предотвращения нарушений эксплуатационной устойчивости электроэнергетических систем путем определения параметров на основе данных мониторинга и предварительного проектирования конкретных схемно-режимных, режимно-балансовых и аварийных ситуаций, а также для остановки процесса при возникновении нестандартных событий и заведомо ложных команд.

10.5 Общая схема архитектуры безопасности АСУ ТП, используемых в электроэнергетических системах

Чтобы противостоять вышеперечисленным угрозам при проектировании сетевой архитектуры рекомендуется отделить SCADA-сеть от общекорпоративной сети для защиты АСУ ТП. Строгий контроль изменений в работе сетевого оборудования, конфигурации и программном обеспечении неуместен в корпоративной сети. Сетевой трафик SCADA, идущий в корпоративной сети, может быть легко перехвачен или подвергнут DoS-атакам. В случае отдельных сетей SCADA-сеть должна оставаться незатронутой проблемами безопасности и пропускной способности корпоративной сети.

Реальность такова, что SCADA должна быть подключена к корпоративной сети. Эта связь представляет собой серьезную угрозу безопасности, и должное внимание следует уделять ее развитию и актуализации. Если сети должны быть подключены рекомендуется ввести минимальное количество соединений, проходящих через файервол (FW) и «демитаризованную зону» (DMZ). DMZ - это отдельный сегмент сети, непосредственно связанный с FW. В этом сегменте сети размещаются серверы с данными АСУ ТП, доступ к которым должен быть получен из общекорпоративной сети; однако эти системы должны быть доступны из корпоративной сети. Минимальный доступ через FW, включая открытие только тех портов, которые необходимы для определенных средств связи, разрешен для любых внешних связей (рисунок 10.3).

Тот факт, что АСУ ТП имеют длительный срок службы от 15 до 20 лет, используют специализированные средства связи (следовательно, множество различных протоколов) и разрабатывались без учета необходимого обеспечения информационной безопасности, свидетельствует о повышенных рисках нарушения безопасности АСУ ТП, интегрированных с общекорпоративными IT-системами. Производители промышленного оборудования предпринимают попытки внедрить функции безопасности (аутентификация, парольная защита ВОЛС); однако без дополнительных средств защиты эти компоненты АСУ ТП остаются незащищенными из-за своей архитектуры.

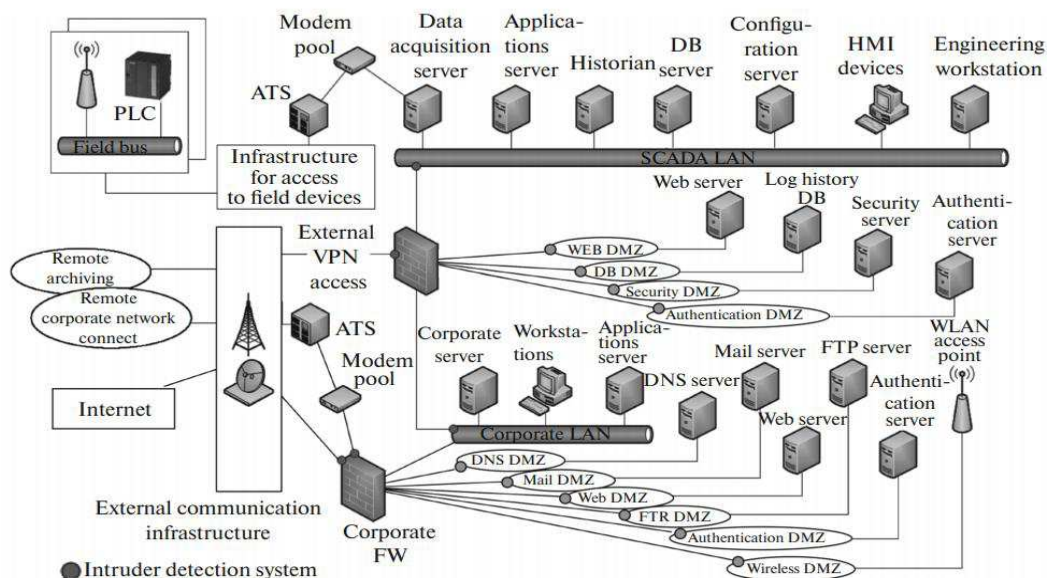


Рисунок 10.3 – Архитектура многоуровневой защиты АСУ ТП на объектах энергетики.

10.6 Защита АСУ ТП от помех

Информационные сигналы автоматизированных систем управления, как правило, слаботочные, а для работы машин используются сильные токи. Сочетание этих факторов выдвигает необходимость учитывать влияние электроустановок на элементы АСУ ТП и сигналы, циркулирующие в них. Такие мешающие воздействия принято называть помехами автоматизированных систем управления.

Способы борьбы с помехами можно разделить на следующие:

- Программные
- Программно-аппаратные
- Основной проблемой защиты является защита канала. В зависимости от амплитуды сигнала, а также наличия фильтров защиты и заземления влияет на дальность и качество передаваемых данных. При расчете этих характеристик в идеальных условиях производится получение максимальной дальности и скорости передачи данных. Реально скорость и дальность будут зависеть от типа используемого канала передачи данных.

- Способы защиты:
 - применение заземленного кабеля;
 - использование жил большого сечения (чем больше сечение, тем меньше уровень помех);
 - использование экранирования с помощью технологии витой пары;
 - использование методов повышения амплитуды первоначального сигнала;
 - отсутствие сцепок в каналах связи.

Устройство экранированного кабеля показано на рисунке 10.4

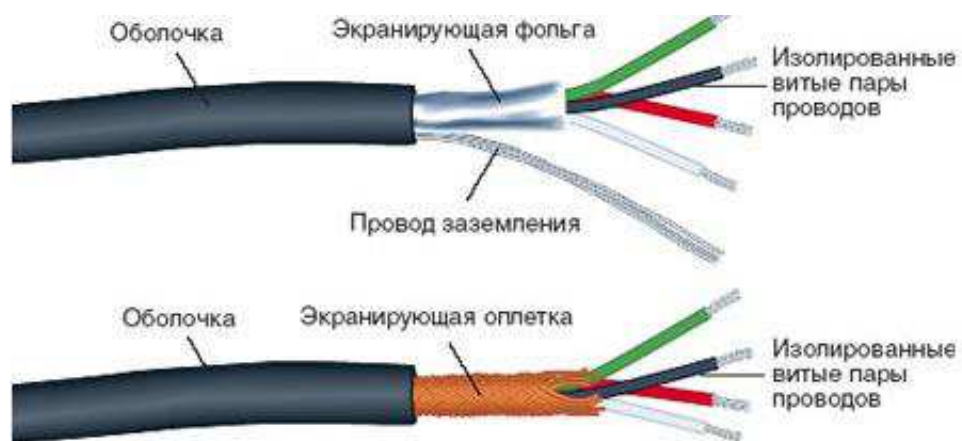


Рисунок 10.4 – Устройство экранированного кабеля

Также нельзя использовать скрутки, спайки разных металлов.

С целью повышения помехозащищенности несколько проводников можно объединить в единую кабельную систему (или структурированную кабельную сеть – СКС).

СКС строится таким образом, чтобы обеспечить взаимное исключение помех, например, для разных систем передачи информации используются разные амплитуды сигнала.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра. [Электронный ресурс] // АО «Системный оператор Единой энергетической системы». – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. – 114 с.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 11с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 106с.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
6. ОСТ 108.023.105-84: Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые. Конструктивные схемы. – Введен 08.05.1984. Ленинград. 1986. – 12 с
7. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.2. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
8. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): Учебное пособие/Ю.С. Васильев, Г.А. Претро. –Л.: ЛГТУ, 1991. – 80с.
9. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
10. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // АО «СВЭЛ» г. Екатеринбург – Режим доступа: <http://www.svel.ru/>.
11. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
12. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

13. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены. – Режим доступа: http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/.
14. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.–Введ. 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
15. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
16. СТО 56947007-29.240.014-2008 Электроэнергетические системы. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35 - 750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10 - 750 кВ.Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
17. СТО РусГидро 01.01.78-2012.Гидроэлектростанции.Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014.– 296 с.
18. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru>.
19. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО«Спектрал» г. Воронеж. – Режим доступа: <http://spiektral.ru>.
20. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // АО «Профотек» г. Москва. – Режим доступа:<http://www.profotech.ru>.
21. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки. – Режим доступа:<http://www.zeto.ru>.
22. Каталог «Анализаторы» [Электронный ресурс] // ООО «Прософт-Системы» г. Екатеринбург – Режим доступа:<http://www.prosoftsystems.ru>.
23. Каталог «Выключатели генераторные» [Электронный ресурс] // АО «ПО Элтехника» г. Санкт-Петербург. – Режим доступа:<http://www.elteh.ru>.
24. Каталог «Измерительные трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] //«Русский трансформатор» г. Астрахань. – Режим доступа: <http://www.russkij-transformator.ru>.
25. Каталог «Синхронизаторы» [Электронный ресурс] //ООО «АСУ-ВЭИ» г. Москва. – Режим доступа:<http://www.asu-vei.ru>.
26. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
27. Каталог «Дизельные электростанции» [Электронный ресурс] // «Энерго-Моторы», г. Екатеринбург. – Режим доступа:<http://www.energomotors.ru>.
28. Каталог «Масляные трансформаторы 35 кВ» [Электронный ресурс] // ООО«Трансформаторные Подстанции»г. Екатеринбург. – Режим доступа:<http://www.ural-transformator.ru>.
29. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва:Энергоатомиздат, 1998. – 608.

30. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] //ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: <https://www.ekra.ru>.
31. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
32. Л. Н. Рассказов и др. Гидротехнические сооружения. В двух частях. Ч.1. – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
33. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
34. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
35. СП 39.13330.2012 «Плотины из бетонных материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84. – М.: Минрегион России, 2012.
36. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП, 2013.
37. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
38. Единые сценарные условия [Электронный ресурс] Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9 // ПАО «РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>.
39. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч. 2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.07.2015 № 214-ФЗ, №232-ФЗ ред. от 10.10.2016. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>.
40. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике [Электронный ресурс] // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200088780>.
41. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО [Электронный ресурс] // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200088779>.
42. Вострецова Е.В. Основы информационной безопасности. Учебное пособие. Екатеринбург Издательство Уральского университета 2019.
43. Менгазетдинов Н.Э., Полетыкин А.Г., Промыслов В.Г. Концепция обеспечения защиты от несанкционированного доступа АСУ ТП АЭС «Бушер-1» // Автоматизация в промышленности. 2005. С. 3-5.
44. Промыслов В.Г., Полетыкин А.Г., Менгазетдинов Н.Э. Новые кибернетические угрозы и методы обеспечения кибербезопасности в цифровых системах управления // Энергетик. 2012.
45. А.В. Ананин, С.С. Степанов. Автоматизированные системы управления и связь. Учебное пособие. Москва 2020.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р.Казыр

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год.}$
1932	48	42	37	233	673	1064	496	459	409	341	229	72	342
1933	55	51	42	233	1214	1072	623	585	499	423	275	74	429
1934	49	47	48	174	1367	1141	478	438	518	373	187	76	408
1935	45	38	33	160	837	651	539	540	480	321	176	60	323
1936	48	38	32	122	1082	1008	472	473	313	325	154	71	345
1937	56	54	48	173	750	1198	813	640	516	384	191	79	409
1938	51	42	37	398	1290	1120	860	618	560	464	261	78	482
1939	52	57	52	372	1161	1054	778	622	593	442	253	102	462
1940	40	30	25	223	986	736	662	502	411	290	172	59	345
1941	55	48	48	182	811	789	564	448	467	333	175	84	334
1942	53	47	41	157	1200	1282	690	631	492	355	200	68	435
1943	42	36	31	235	806	830	625	520	389	312	153	66	337
1944	38	31	31	180	757	653	390	344	343	255	112	58	266
1945	47	32	28	316	847	789	496	538	494	343	135	69	345
1946	48	40	34	163	645	508	364	387	352	250	140	76	251
1947	49	40	33	361	1006	823	565	559	605	385	172	65	389
1948	47	44	42	197	978	613	439	501	544	328	136	78	329
1949	60	53	39	361	1413	1220	813	668	587	442	245	83	499
1950	54	54	46	143	887	694	567	540	519	337	168	73	340
1951	50	43	37	137	1033	900	450	402	507	339	141	71	343
1952	48	45	38	151	1187	832	450	493	451	304	152	61	351
1953	61	60	48	384	1480	1413	859	627	511	469	266	96	523
1954	47	36	32	117	963	751	493	486	376	264	108	66	312
1955	42	30	28	146	597	892	662	572	469	318	192	59	334
1956	45	37	30	153	980	1276	565	474	461	384	161	56	385
1957	66	34	24	144	872	800	500	430	495	325	161	58	326
1958	48	41	34	150	720	866	389	430	510	310	165	66	311
1959	40	34	31	171	874	951	532	453	350	256	106	68	322
1960	50	43	42	176	873	1072	586	410	417	286	103	78	345
1961	53	55	47	339	890	859	599	634	587	324	115	72	381
1962	53	51	52	246	948	935	577	479	468	350	181	76	368
1963	77	56	52	180	1090	752	548	428	343	284	150	89	337
1964	55	45	35	167	994	829	545	431	384	280	136	65	331
1965	65	66	64	263	735	570	397	384	427	266	125	79	287
1966	60	50	50	196	1109	715	107	412	480	312	189	77	313
1967	52	43	60	314	1208	1160	660	630	421	276	125	82	419
1968	67	49	55	336	1015	717	569	624	440	295	126	89	365
1969	44	35	33	244	822	1359	393	424	387	258	77	73	346
1970	61	22	11	289	1144	1024	377	398	381	285	176	70	353
1971	54	52	55	275	1038	988	550	531	397	327	142	71	373

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{cp.год.}$
1972	53	50	48	384	1385	1260	850	590	481	326	252	67	479
1973	39	37	45	192	830	837	637	450	387	250	104	55	322
1974	25	26	24	359	1043	961	592	491	413	293	180	66	373
1975	39	56	39	269	1400	1200	345	399	394	285	175	72	389
1976	55	40	35	204	1048	992	488	413	412	297	175	85	354
1977	42	26	23	128	622	588	407	339	271	170	127	57	233
1978	43	20	13	190	956	1208	484	416	362	261	264	104	360
1979	25	37	30	145	971	814	353	454	291	129	168	59	290
1980	59	55	46	217	1120	700	538	250	326	232	238	44	319
1981	53	51	55	367	1248	866	431	626	393	256	245	95	391
$Q_{cp.}$	50	43	39	228	998	927	543	492	442	314	171	72	360

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Средние расходы за год в маловодный период и период половодья

Р, %	Q _{ср. год.} М ³ /с	Год	Q _{ср. пол.} М ³ /с	Год	Q _{ср. меж.} М ³ /с	Год
2	523	1953	978	1953	198	1953
4	499	1949	940	1949	190	1938
6	482	1938	913	1972	190	1939
8	479	1972	890	1938	183	1949
10	462	1939	859	1942	169	1972
12	435	1942	842	1939	165	1933
14	429	1933	816	1967	160	1981
16	419	1967	799	1933	158	1947
18	409	1937	788	1934	145	1968
20	408	1934	783	1937	144	1962
22	391	1981	751	1956	144	1961
24	389	1975	748	1975	143	1932
25	389	1947	714	1961	141	1937
27	385	1956	713	1981	139	1971
29	381	1961	712	1947	139	1974
31	373	1971	701	1971	139	1945
33	373	1974	700	1974	136	1934
35	368	1962	685	1978	136	1967
37	365	1968	683	1952	134	1975
39	360	1978	681	1962	133	1966
41	354	1976	677	1969	133	1965
43	353	1970	673	1968	132	1941
45	351	1952	672	1960	132	1942
47	346	1969	671	1976	131	1970
49	345	1936	670	1936	128	1978
51	345	1940	665	1970	127	1976
53	345	1960	659	1940	127	1980
55	345	1945	658	1951	127	1963
57	343	1951	641	1950	125	1943
59	342	1932	638	1955	125	1950
61	340	1950	637	1964	125	1948
63	337	1963	634	1943	124	1956
65	337	1943	633	1945	120	1940
67	334	1955	632	1963	119	1935
69	334	1941	632	1959	117	1951
71	331	1964	628	1973	116	1955
73	329	1948	620	1932	116	1958
75	326	1957	619	1957	116	1957
76	323	1935	616	1941	114	1952
78	322	1959	615	1948	113	1936
80	322	1973	614	1954	112	1964
82	319	1980	609	1935	111	1960
84	313	1966	587	1980	109	1969
86	312	1954	583	1958	107	1946

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Р, %	Q _{ср. год.} м ³ /с	Год	Q _{ср. пол.} м ³ /с	Год	Q _{ср. меж.} м ³ /с	Год
88	311	1958	577	1979	103	1973
90	290	1979	565	1966	101	1959
92	287	1965	503	1965	101	1944
94	266	1944	497	1944	96	1954
96	251	1946	451	1946	85	1979
98	233	1977	445	1977	82	1977

Продолжение приложения Б

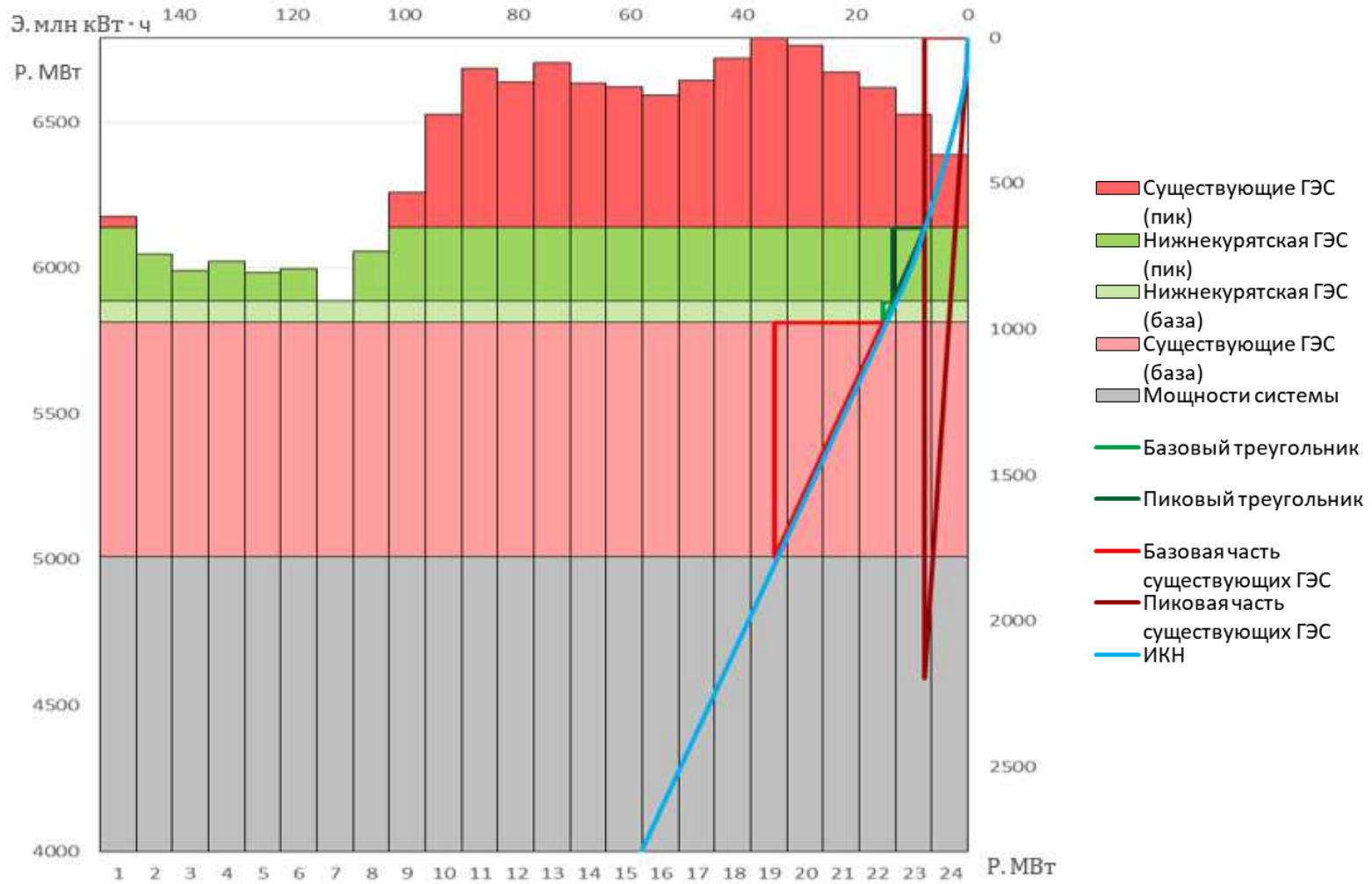


Рисунок Б.1 – ИКН зимних суток:

Продолжение приложения Б

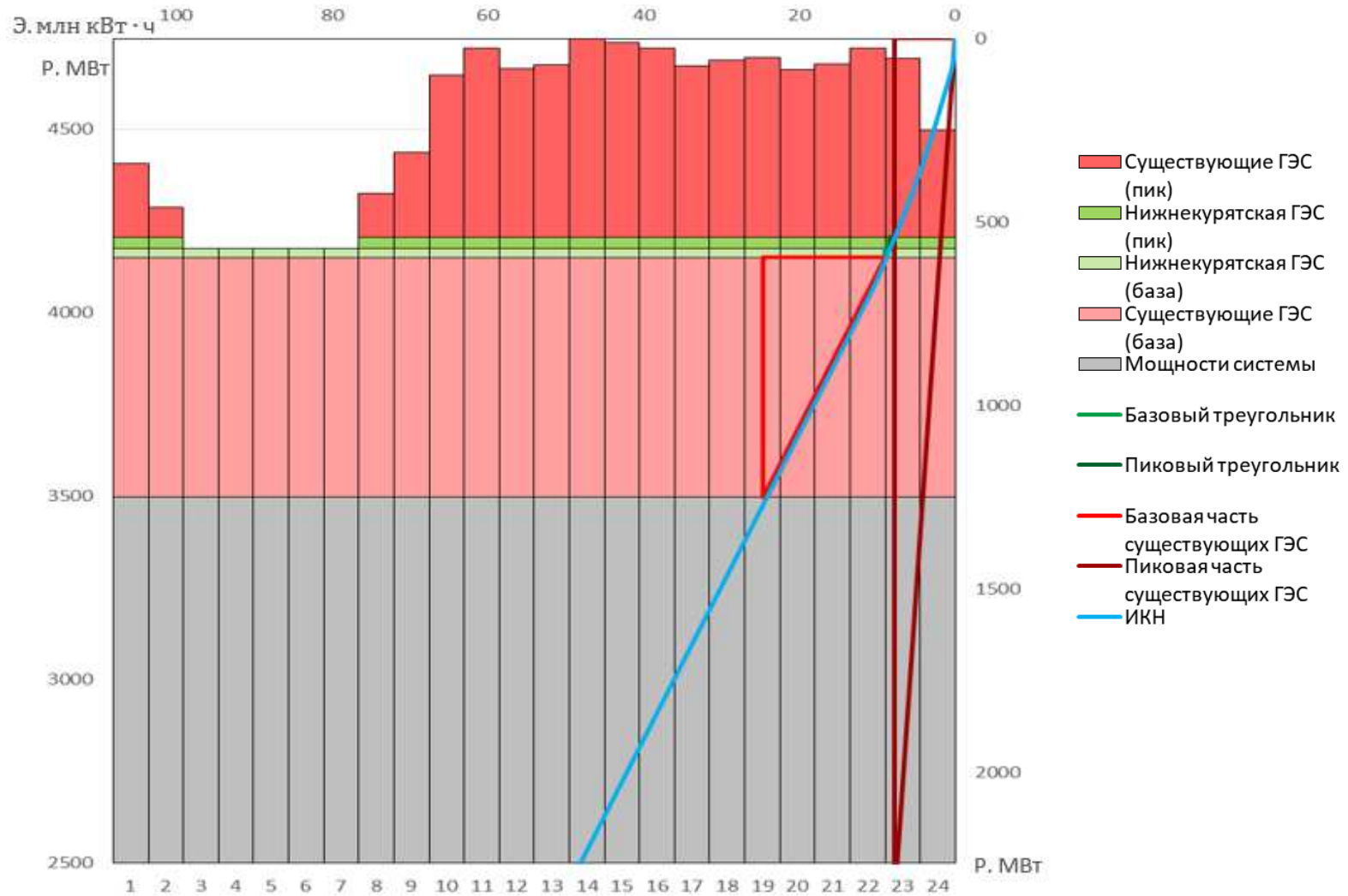


Рисунок Б.2 – ИКН летних суток:

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{i^{пр90\%}}$, м ³ /с	39	38	30	170	987	735	490	338	231	176	147	94
$Q_{ВХК}$, м ³ /с	100	100	100	100	100	100	100	100	200	200	100	100
$Q_{исп}$, м ³ /с	0	0	0	0	10	7	5	3	2	2	0	0
$Q_{лед}$, м ³ /с	6	6	6	6	-30	0	0	0	0	0	0	6
$Q_{фильтр}$, м ³ /с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{рыб}$, м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	0
$\sum Q_{потерь}$, м ³ /с	8	8	8	8	-18	9	7	5	13	12	2	8
$Q_{пол.быт.}$, м ³ /с	31	30	22	163	1005	726	483	333	218	164	145	86
$Z_{вб}$, м	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960
$Z_{нб}$, м	899	899	899	901	908	907	906	904	902	901	901	900
$H_{пол}$, м	60	60	60	59	51	52	54	55	57	58	59	59
$N_{быт.}$, МВт	17	16	12	84	456	335	229	163	110	84	75	45
$N_{ВХК}$, МВт	52	52	52	52	52	52	52	52	101	101	52	52
$N_{водот} - N_{ВХК}$, МВт	-36	-36	-40	32	404	282	177	111	9	-17	23	-7

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (окончательный)

Месяцы	Расходы									Объемы водохранилища					Отметки ВБ			Z _{НБ}	H, м	N, МВт	N _{ГАР} , МВт
	Q _{90%} м ³ /с	Q _Ф м ³ /с	Q _{ист} м ³ /с	Q _{лед} м ³ /с	Q _{плл} м ³ /с	Q _{пол} м ³ /с	Q _{вод} м ³ /с	Q _{х.об} м ³ /с	Q _{вхк} м ³ /с	Q _{НБ} м ³ /с	Q _{ГЭС} м ³ /с	V _{нач} км ³	Δ V км ³	V _{кон} км ³	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
11	147	2	0	0	0	164	410	0	100	576	574	21,75	1,06	20,69	960,00	959,53	959,77	906,45	52,7	266	266
12	94	2	0	6	0	145	523	0	100	670	668	20,69	1,36	19,33	959,53	958,67	959,10	906,96	51,5	303	303
1	39	2	0	6	0	86	598	0	100	686	684	19,33	1,55	17,78	958,67	957,29	957,98	907,03	50,3	303	303
2	38	2	0	6	0	31	583	0	100	616	614	17,78	1,51	16,27	957,29	955,58	956,43	906,69	49,1	266	266
3	30	2	0	6	0	30	67	0	100	99	97	16,27	0,17	16,10	955,58	955,37	955,48	900,38	54,5	47	47
4	170	2	0	6	0	22	76	0	100	100	98	16,10	0,20	15,90	955,37	955,13	955,25	900,40	54,2	47	ВХК
5	987	2	10	-30	0	163	-64	0	100	100	99	15,90	-0,17	16,07	955,13	955,33	955,23	900,40	54,2	47	ВХК
6	735	2	7	0	0	1005	-907	0	100	100	98	16,07	-2,35	18,42	955,33	957,90	956,62	900,08	55,9	48	ВХК
7	490	2	5	0	0	726	-628	0	100	100	98	18,42	-1,63	20,04	957,90	959,16	958,53	900,08	57,9	50	ВХК
8	338	2	3	0	0	483	-385	0	100	100	98	20,04	-1,00	21,04	959,16	959,71	959,44	900,08	58,8	51	ВХК
9	231	2	2	0	9	333	-144	0	200	200	189	21,04	-0,37	21,42	959,71	959,87	959,79	901,38	57,8	96	ВХК
10	176	2	2	0	9	218	-129	0	200	100	89	21,42	-0,33	21,75	959,87	960,00	959,93	900,08	59,3	47	47

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 –Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{авар}$	$P_{нагр.}$	$N_{раб.}$	$N_{нагр.}$	$N_{рем.}$	$N_{раб.}$	$N_{нагр.}$	$N_{р.ем.}$	$N_{раб.}$	$N_{нагр.}$	$N_{авар.}$	$N_{рем.}$
1	6754	675	203	1701	172	0	305	31	0	4748	0	675	0
2	6490	649	203	1490	170	0	288	33	0	4712	0	649	0
3	6032	603	203	1265	196	0	48	7	0	4719	0	603	0
4	5504	550	203	1214	194	0	55	9	0	4235	0	550	0
5	5046	505	203	1184	194	0	55	9	0	3807	0	505	0
6	4781	478	203	1194	194	0	54	9	0	3533	0	478	396
7	4781	478	203	1207	194	0	57	9	0	3517	0	478	396
8	5046	505	203	1189	194	0	57	9	0	3800	0	505	0
9	5503	550	203	1250	188	284	99	15	51	4154	0	550	0
10	6032	603	203	1272	194	0	56	9	0	4704	0	603	0
11	6490	649	203	1491	170	0	289	33	0	4710	0	649	0
12	6754	675	203	1721	173	0	296	30	0	4737	0	675	0

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7– ВЭР среднегодового года, режим работы по мощностям

Месяц	Q50%	Qисп	Qф	Qлёд	Qшл	Qпол	Qвод	Qх.с	QВХК	QГЭС	QНБ	Vнач	ΔV	Vкон	Zнач	Zкон	Zср	ZНБ	H	N	N_гар	Эгэс
11	180	0	2	0	0	178	410	0	100	588	590	21,75	1,06	20,69	960,00	959,53	959,77	906,54	52,63	266	266	192
12	118	0	2	6	0	110	571	0	100	681	683	20,69	1,48	19,21	959,53	958,58	959,05	907,02	51,43	301	303	217
1	53	0	2	6	0	45	665	0	100	710	712	19,21	1,72	17,48	958,58	956,97	957,77	907,14	50,03	305	303	220
2	42	0	2	6	0	34	602	0	100	636	638	17,48	1,56	15,92	956,97	955,15	956,06	906,80	48,66	266	266	192
3	35	0	2	6	0	27	78	0	100	105	107	15,92	0,20	15,72	955,15	954,90	955,03	900,51	53,92	49	47	35
4	205	0	2	6	0	197	-70	0	100	127	129	15,72	-0,18	15,90	954,90	955,13	955,01	900,87	53,54	58	47	42
5	1055	10	2	-30	0	1073	-975	0	100	98	100	15,90	-2,53	18,43	955,13	957,92	956,52	900,39	55,52	47	47	34
6	820	7	2	0	0	811	-713	0	100	98	100	18,43	-1,85	20,28	957,92	959,31	958,61	900,39	57,61	49	48	35
7	623	5	2	0	0	616	-518	0	100	98	100	20,28	-1,34	21,62	959,31	959,95	959,63	900,39	58,63	49	50	35
8	431	3	2	0	0	426	-50	0	100	376	378	21,62	-0,13	21,75	959,95	960,00	959,97	904,64	54,72	177	51	127
9	335	2	2	0	9	322	0	0	200	322	333	21,75	0,00	21,75	960,0	960,00	960,0	904,07	55,33	153	96	110
10	239	2	2	0	9	226	0	0	200	226	237	21,75	0,00	21,75	960,0	960,00	960,0	902,65	56,75	110	47	79

Продолжение приложения Б

Таблица Б.8– ВЭР средневодного года, работа по режиму уровня

Месяц	Q50%	Qисп	Qф	Qлэд	Qшл	Qпол	Qвод	Qх.с	QВХК	QГЭС	QНБ	Vнач	ΔV	Vкон	Zнач	Zкон	Zср	ZНБ	H	N	N_гар	Эгэс
11	180	0	2	0	0	178	410	0	100	588	590	21,75	1,06	20,69	960,00	959,53	959,77	906,54	52,63	266	296	191
12	118	0	2	6	0	110	525	0	100	635	637	20,69	1,36	19,33	959,53	958,67	959,1	906,80	51,70	282	166	203
1	53,0	0	2	6	0	45	595	0	100	640	642	19,33	1,54	17,78	958,67	957,29	957,98	906,82	50,56	278	246	200
2	42	0	2	6	0	34	585	0	100	619	621	17,78	1,52	16,27	957,29	955,58	956,43	906,71	49,12	261	246	188
3	35	0	2	6	0	27	65	0	100	92	94	16,27	0,17	16,10	955,58	955,37	955,48	900,3	54,58	43	166	31
4	205	0	2	6	0	197	77	0	100	274	276	16,10	0,20	15,90	955,37	955,13	955,25	903,25	51,40	121	296	87
5	1055	10	2	-30	0	1073	-975	0	100	98	100	15,90	-2,53	18,43	955,13	957,91	956,52	900,39	55,52	47	296	34
6	820	7	2	0	0	811	-713	0	100	98	100	18,43	-1,85	20,28	957,91	959,31	958,61	900,39	57,61	49	296	35
7	623	5	2	0	0	616	-518	0	100	98	100	20,28	-1,34	21,62	959,31	959,95	959,63	900,39	58,63	49	296	35
8	431	3	2	0	0	426	-51	0	100	375	377	21,62	-0,13	21,75	959,95	960,00	959,97	904,63	54,74	177	296	127
9	335	2	2	0	9	322	0	0	200	322	333	21,75	0,00	21,75	960,0	960,00	960,0	904,07	55,33	153	296	110
10	239	2	2	0	9	226	0	0	200	226	237	21,75	0,00	21,75	960,0	960,00	960,0	902,65	56,75	110	296	79

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

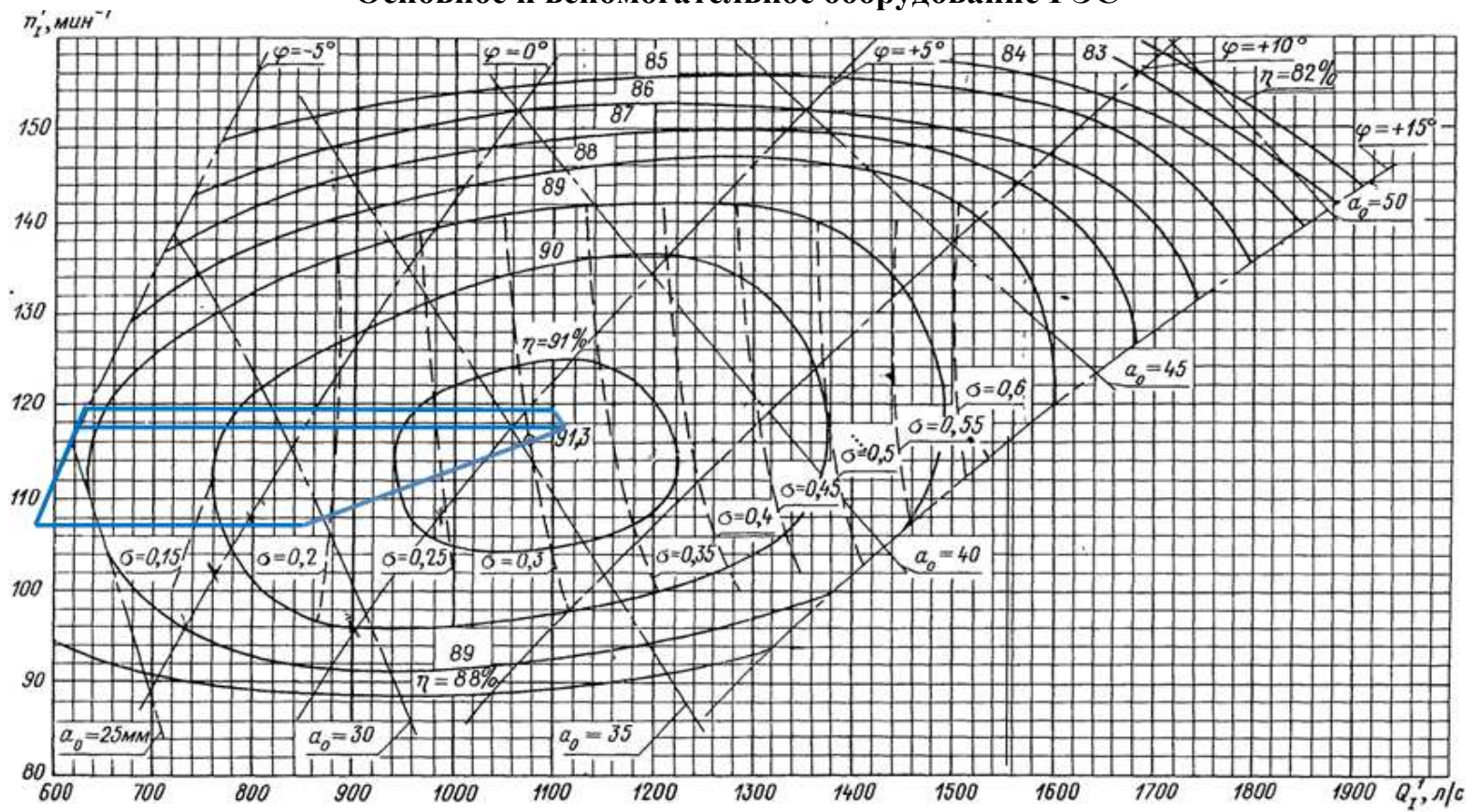


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика турбины ПЛ-60-В-500

Продолжение приложения В

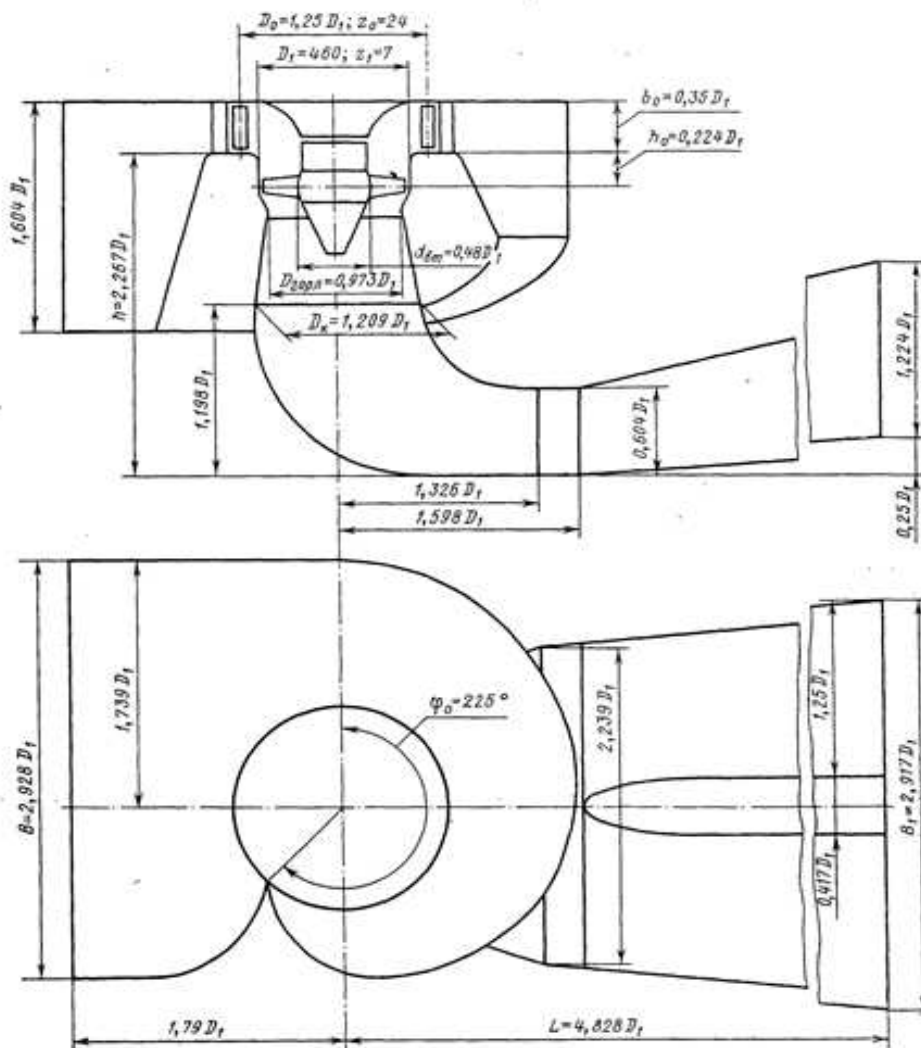


Рисунок В.2 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 50

Таблица В.1 – Расчет бетонной СК

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ai, м	4,42	3,97	3,52	3,06	2,61	2,16	1,71	1,26	0,81	0,35	-0,10	-0,55
ri, м	8,70	8,24	7,79	7,34	6,89	6,44	5,98	5,53	5,08	4,63	4,18	3,73
bi, м	4,35	4,08	3,82	3,55	3,29	3,02	2,76	2,49	2,22	1,96	1,69	1,43
rk, м	4,97	4,90	4,83	4,76	4,69	4,62	4,54	4,47	4,40	4,33	4,26	4,19
rk/ra	1,16	1,15	1,13	1,11	1,10	1,08	1,06	1,05	1,03	1,01	1,00	0,98
ln(rk/ra)	0,15	0,14	0,12	0,11	0,09	0,08	0,06	0,05	0,03	0,01	0,00	-0,02
ri/ra	2,03	1,93	1,82	1,72	1,61	1,51	1,40	1,29	1,19	1,08	0,98	0,87
ln(ri/ra)	0,71	0,66	0,60	0,54	0,48	0,41	0,34	0,26	0,17	0,08	-0,02	-0,14
b·ln(ri/ra)	3,09	2,68	2,29	1,92	1,57	1,24	0,93	0,64	0,38	0,16	-0,04	-0,20
rk·ctgy	18,55	18,29	18,02	17,76	17,49	17,23	16,96	16,69	16,43	16,16	15,90	15,63
rk·ctgy·ln(rk/ra)	2,80	2,50	2,20	1,90	1,61	1,32	1,04	0,76	0,48	0,21	-0,06	-0,32
mi	2,60	2,33	2,07	1,80	1,54	1,27	1,01	0,74	0,47	0,21	-0,06	-0,32
Ji	3,13	2,76	2,40	2,06	1,74	1,43	1,14	0,87	0,62	0,40	0,20	0,04
fi	225,00	198,50	172,94	148,39	124,94	102,69	81,76	62,29	44,45	28,43	14,50	2,97
Qi	116,1	102,4	89,2	76,5	64,4	53,0	42,2	32,1	22,9	14,7	7,5	1,5

Продолжение приложения В

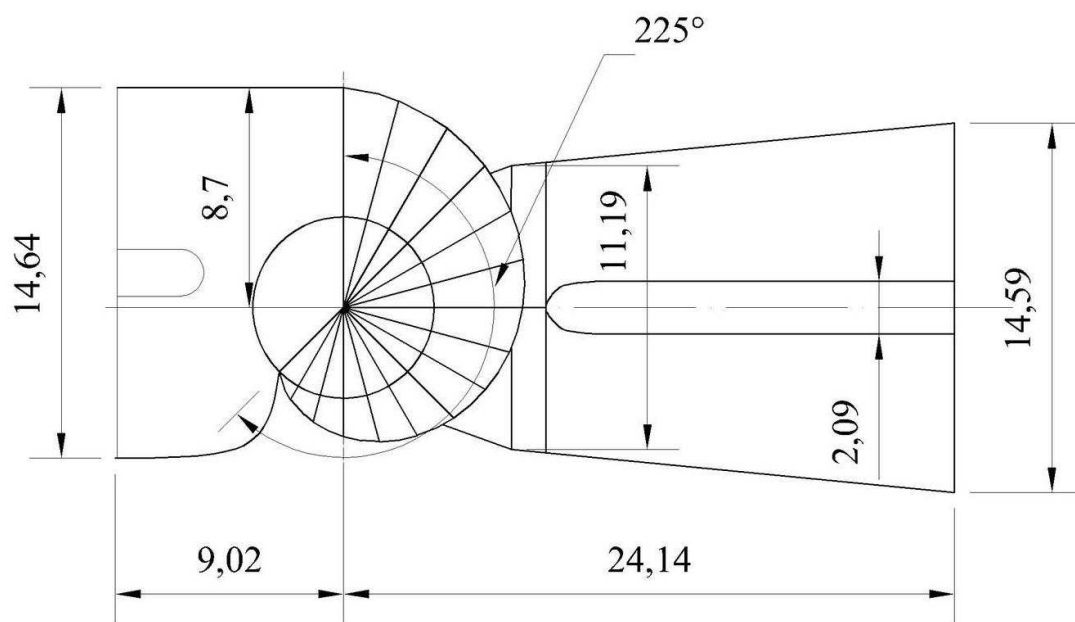


Рисунок В.3 – Чертеж спиральной камеры Нижне-Курятской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,52 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	1,72 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,17 А	
		$I_{отс}$	$6 \cdot I_H$	20,67 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	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	$I_{2сигн}$	$0,07 \cdot I_H$	0,24 А
		ПО	$I_{2пуск}$	$0,15 \cdot I_H$	0,52 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,25 \cdot I_H$	0,86 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{сигн}$	$1,07 \cdot I_H$	3,69 А
		ПО	$I_{1пуск}$	$1,1 \cdot I_H$	3,79 А
		ОТС	$I_{1отс}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	5,27 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,084	1,41 Ом
			$Z_{см1}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,21 Ом
		2 ступень	Z_2	0,35	5,79 Ом
			$Z_{см2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,87 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{p\text{сигн.}}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,46 А
		ПО	$I_{p\text{пуск.}}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,55 А
		Отсечка	$I_{p\text{отс.}}$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	7,25 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
Наименование	Обозначение									
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

Компоновка и сооружения гидроузла

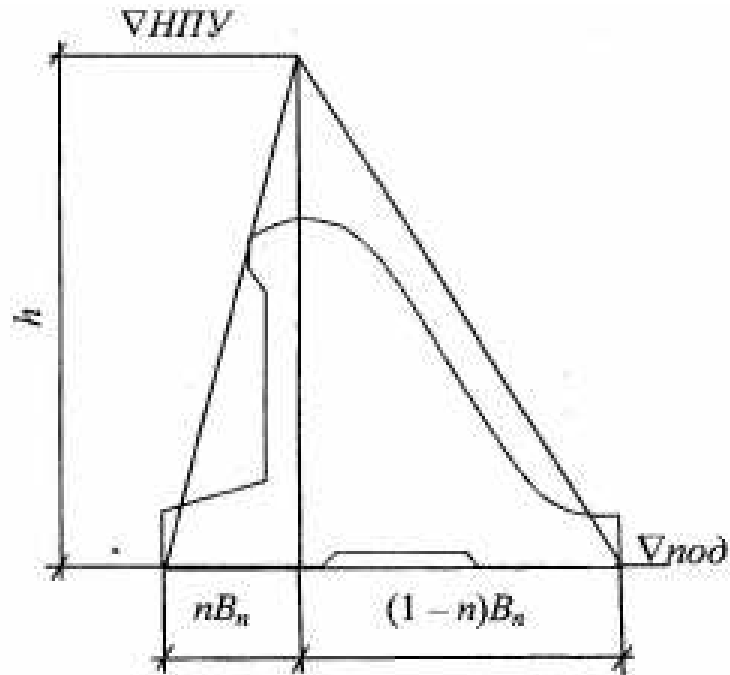


Рисунок Д.1 – Схема треугольного профиля плотины

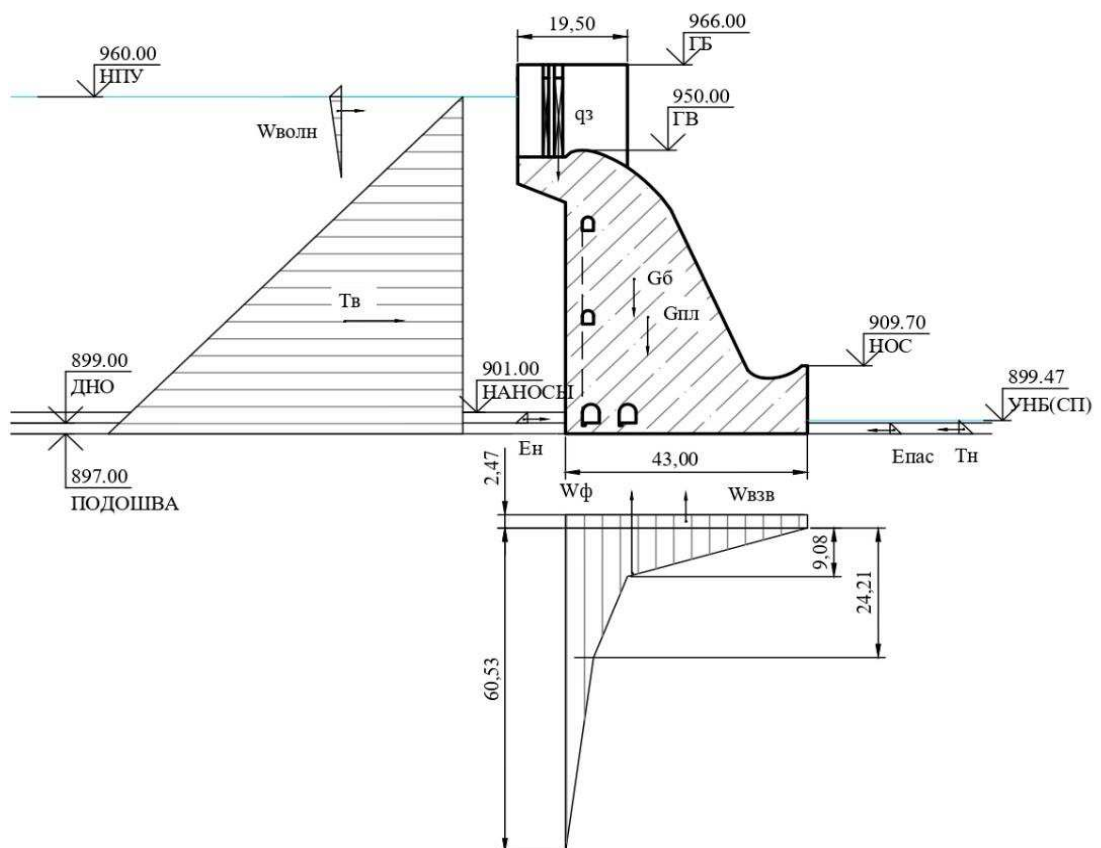


Рисунок Д.2 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

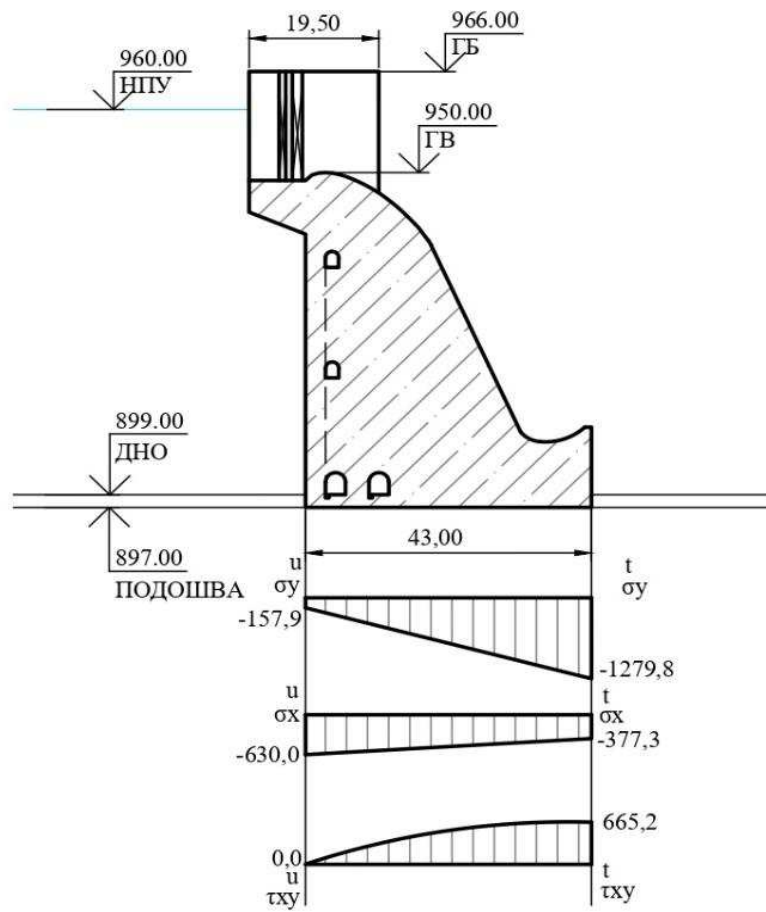


Рисунок Д.3 – Эпюры напряжений в сечении на отметке 897,00 м

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Оценка экономических показателей

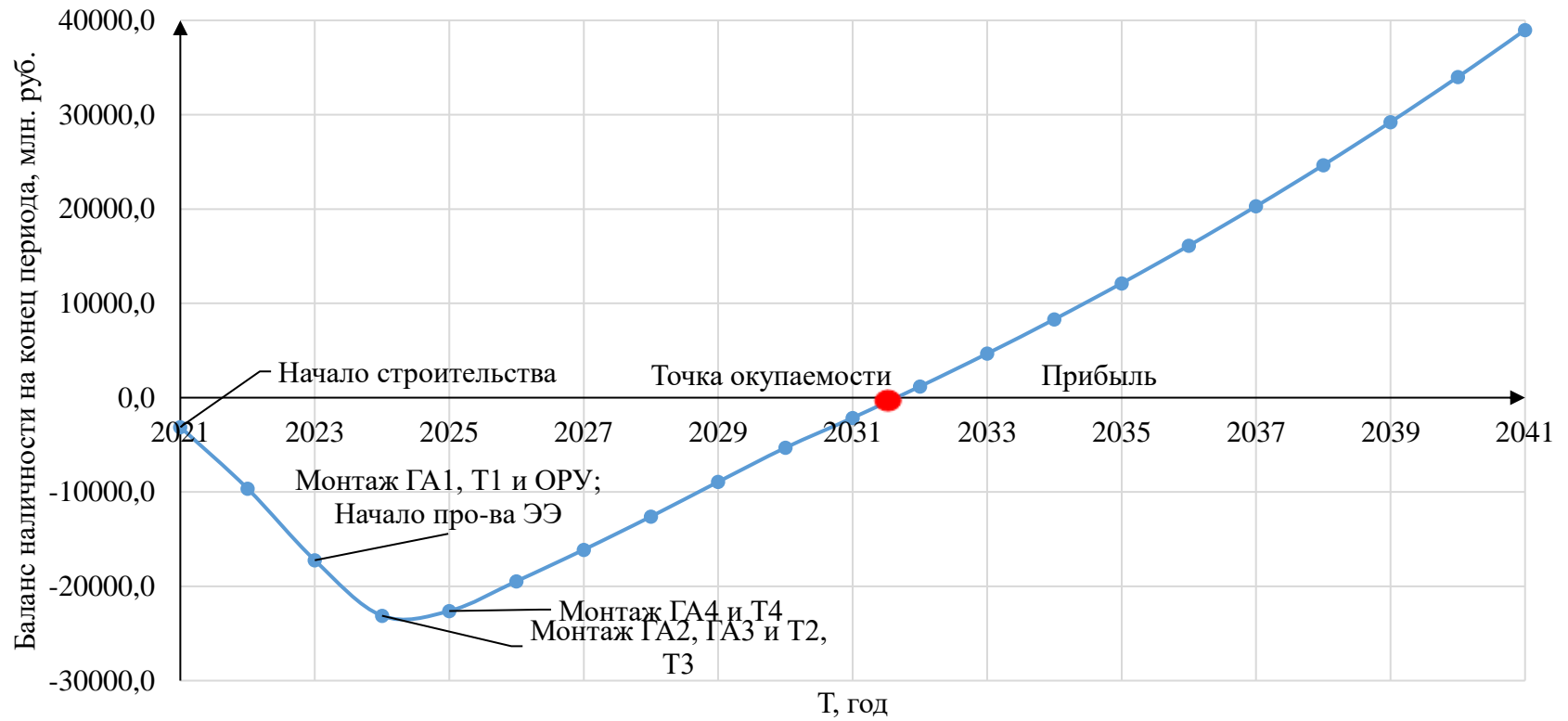


Рисунок Е.1 – Изменение денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

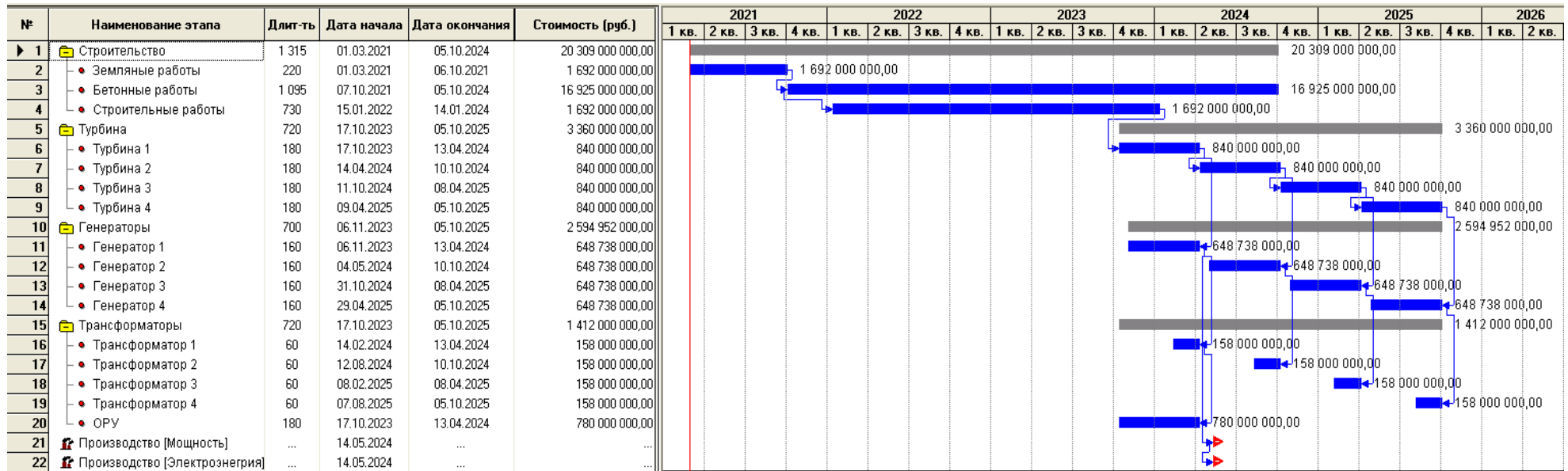


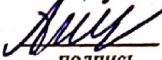
Рисунок Е.2 – Календарный график

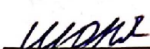
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись А.А. Ачитаев

«17»  2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЖНЕ-КУРЯТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
КАЗЫР. КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ И
ПОМЕХОЗАЩИЩЕННОСТЬ**

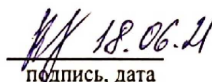
Руководитель


подпись, дата

зав. кафедры ГГЭЭС
канд. техн. наук

А.А. Ачитаев

Выпускник


подпись, дата

В.Д. Rogoznaya

Саяногорск; Черемушки 2021