

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

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

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись

«___» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

код-наименование направления

Проектирование Индигирской ГЭС на реке Индигирка.

Системы измерений, системы связи с РДУ СО, системы технологической
информации.

тема

Руководитель

подпись, дата

старший преподаватель
должность

А.В. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

К.С. Кушмелев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Индигирской на реке Индигирка. Системы измерений, системы связи с РДУ СО, системы технологической информации».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ИНДИГИРСКОЙ ГЭС	6
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат.....	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	11
1.1.4 Сейсмические условия	11
2. Водно-энергетические расчёты	12
2.1 Регулирование стока воды	12
2.1.1 Исходные данные	12
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.....	15
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	17
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	17
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС	20
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года.....	20
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	22
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	22
3.1.1 Построение режимного поля	22
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	24
3.2 Гидротурбины и их проточная часть.....	27
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы	27
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	29
3.4. Выбор вспомогательного оборудования	30
4 Электрическая часть.....	31
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	31
4.2 Выбор блочных трансформаторов	32
4.3 Выбор синхронного генератора.....	32
4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	33
4.5 Расчёт параметров отходящих воздушных линий.....	33
4.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета	34
4.6.1 Расчёт затрат на схему с одиночным блоком	34
4.6.2 Расчёт затрат на схему с укрупнённым блоком.....	35
4.7 Расчёт токов короткого замыкания	36
4.8 Выбор электрических аппаратов	38
4.8.1 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжелённого режимов.....	38
4.8.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения.....	39
4.8.3 Выбор электрооборудования для высокого напряжения	41
5 Релейная защита и автоматика	43

5.1	Перечень защит основного оборудования	43
5.2	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	44
5.2.1	Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора (I_{DG})	45
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_n) (U_0)....	47
5.2.3	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$),($U_{2>}$)	48
5.2.4	Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора (I_2).....	49
5.2.5	Дистанционная защита от внешних коротких замыканий ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$).....	53
5.2.6	Защита от симметричных перегрузок статора (I_1).....	55
5.2.7	Защита обмотки ротора от перегрузки (I_p).....	57
5.2.8	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	58
6	Компоновка и сооружения гидроузла	59
6.1.1	Определение класса гидротехнического сооружения	59
6.1.2	Определение отметки гребня грунтовой плотины	60
6.1.3	Определение ширины водосливного фронта	62
6.1.4	Определение отметки гребня водослива	63
6.1.5	Проверка пропуска проверочного расхода	64
6.1.6	Построение профиля водослива	65
6.2	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	66
6.3	Конструирование бетонной плотины	67
6.3.1	Определение ширины подошвы	67
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	69
6.3.3	Быки	69
6.3.4	Устои	70
6.3.5	Галереи.....	70
6.3.6	Элементы подземного контура плотины.....	70
6.4	Определение основных нагрузок на плотину	71
6.4.1	Статические расчёты плотины.....	71
6.4.2	Вес сооружения и затворов	71
6.4.3	Сила гидростатического давления воды	72
6.4.4	Равнодействующая взвешивающего давления	73
6.4.5	Сила фильтрационного давления	73
6.4.6	Давление грунта	73
6.4.7	Волновое давление	75
6.5	Расчёт прочности плотины	75
6.5.1	Критерии прочности плотины	78
6.6	Расчёт устойчивости плотины	79
7	Мероприятие по охране окружающей среды в зоне влияния Индигирского ГУ.	
7.1	Охрана окружающей среды	80
7.2	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища.....	82
7.3	Водоохранная зона	83
7.4	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации ГЭС.....	84
7.5	Безопасность гидротехнических сооружений	85

7.6 Требования по охране труда и техники безопасности	86
7.7 Пожарная безопасность	88
8 Технико-экономические показания.....	90
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	90
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	91
8.2 Налоговые расходы	94
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	94
8.5 Оценка инвестиционного проекта	96
8.7 Коммерческая эффективность	97
8.8 Бюджетная эффективность	97
8.9 Анализ чувствительности	98
9. Системы измерений, системы связи с РДУ СО, системы технологической информации	100
9.1 Назначение, состав и функции системы	100
9.2 Требования к СОТИ АССО	102
9.3 Состав технологической информации, передаваемой с Индигирской ГЭС в Якутское РДУ	102
9.4 Расчет требуемой пропускной способности канала для передачи ТИ и ТС	103
9.4.1 Расчет пропускной способности канала связи для передачи телесигнализации (ТС).....	103
9.4.2 Расчет пропускной способности канала связи для передачи телеизмерений(ТИ)	105
9.4.3 Суммарная оценка пропускной способности канала связи для телемеханики по протоколу МЭК 870-5-104.....	107
9.5 Безотказность.....	108
9.6 Готовность	108
9.7 Выбор системы и программного обеспечения СОТИ АССО	109
Для SCADA- системы было выбрано программное обеспечение “Wonderware”.	110
9.8 Структурная схема СОТИ АССО	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	114
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных	117
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование	124
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Релейная защита и автоматика	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Системы измерений, системы связи с РДУ СО, системы технологической информации.....	129

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ИНДИГИРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Индигирка;
2. Местонахождение ГЭС Республика Якутия;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 963 м³/с;
 - б) всех турбин 1269,02 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% 7754 м³/с;
0,1% 8464 м³/с;
0,01% 9889 м³/с;
 - г) минимальный 300 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 330 м;
ФПУ 331 м;
УМО 319,03 м
 - в) объемы:
полный 30 км³;
полезный 16,55 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 29,4 м;
 - б) расчетный 19,7 м;
 - в) минимальный 15,1 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 301 МВт;
рабочая 286 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1598 млн. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая бетонная 45 м / 36,75 м;
 - б) водосливная бетонная 296 м / 36,75 м;
 - в) бетонная центральная глухая 12,5 м / 36,75 м;
 - г) бетонная станционная 106 м / 36,75 м;
 - д) левобережная глухая бетонная 84 м / 36,75 м;
9. Водосбросные сооружения:
 - 9.1. Поверхностный водослив и глубинный водослив
 - а) число и размер пролетов (поверхностный) 15 отверстий по 16 м;
 - б) число и размер пролетов (глубинный) 4 отверстий по 5 м;
 - в) общая длина (поверхностный) 296 м;
 - г) общая длина (глубинный) 28 м;
 - в) максимальная высота 36,75 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания ПЛОТИННОЕ;

- б) число агрегатов б;
 - б) грунты в основании..... гранит;
 - в) тип спиральной камеры бетонная трапецеидального сечения;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
 - д) расстояние между осями агрегатов..... 15 м;
11. Основное оборудование:
- а) тип турбины..... ПЛ30а-В-630;
 - б) тип генератора..... СВ-1030/120-68;
 - в) мощность генератора 62 МВт;
 - г) частота вращения 88,2 об/мин;
 - д) тип трансформаторов..... ТДН(С)-63000/220-У1;
12. Технико-экономические показатели:
- а) срок окупаемости 10 лет 8 месяцев;
 - б) себестоимость энергии 0,028 руб/кВт·ч;
 - в) удельные показатели..... 68039,9 руб/Квт.;
- .

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию параметров систем в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта.

Российская Федерация обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%), в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно.

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

1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС

Индигирка – река на северо-востоке России, в Якутии.. Длина реки – 1726км, площадь бассейна – 360000 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла –континентальный. Характерны зимние температуры до – 40°С , летние до +14 °С. Годовая сумма осадков – 700 мм. Средняя скорость ветра – 1,6 м/с.

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Индигирка за период 1952-2001 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 963 \cdot 31536000 = 30,36 \text{ км}^3; \quad (1.1)$$

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

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$V, \text{ км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
300,03	0	300,00	0	300,00	0
304,88	3	300,27	387	300,27	552
309,08	6	300,54	732	300,54	1023
313,15	9	300,81	1023	300,81	1365
317,07	12	301,08	1257	301,08	1745
319,48	14	301,35	1509	301,35	2155
323,53	18	301,62	1843	301,62	2543
325,80	21	301,89	2132	301,89	2965

Продолжение таблицы 1.1

$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
328,00	25	302,16	2434	302,16	3456
328,90	27	302,43	2823	302,43	3976
330,11	30	302,71	3105	302,71	4436
330,97	33	302,97	3455	302,97	4932

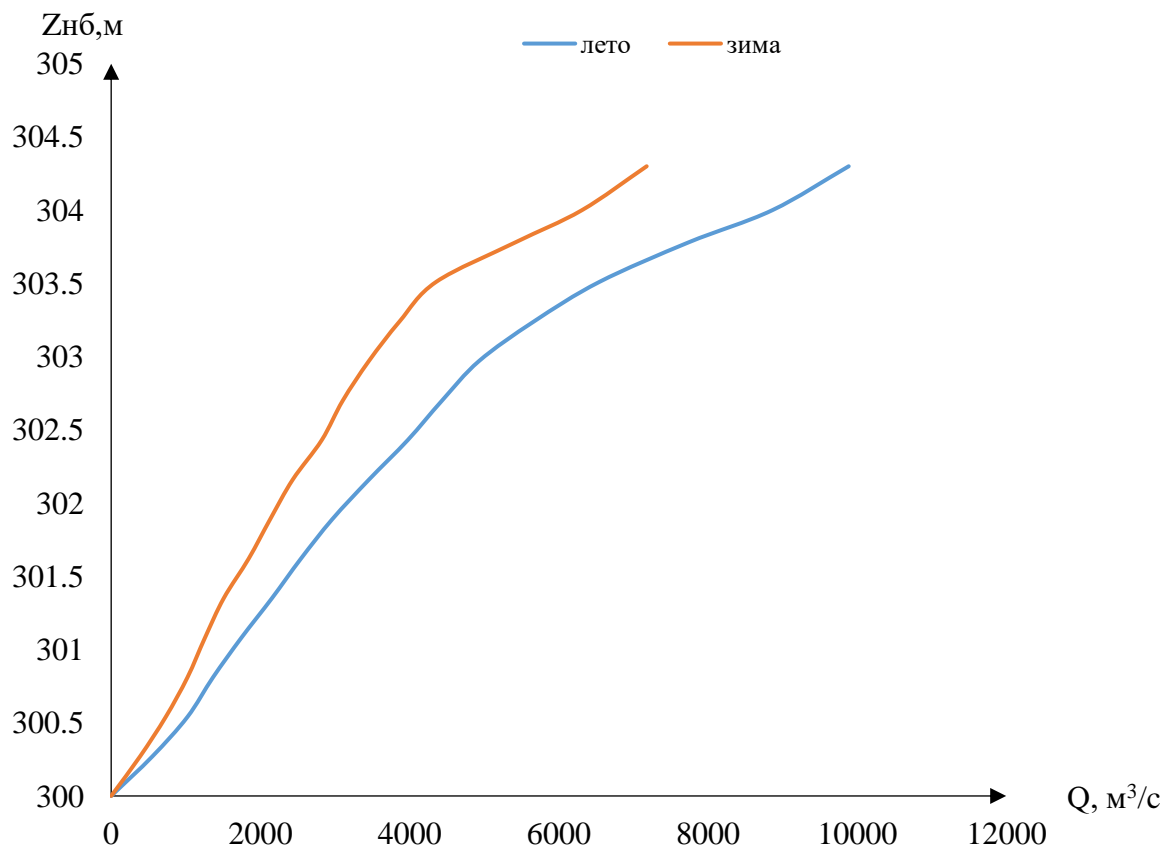


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

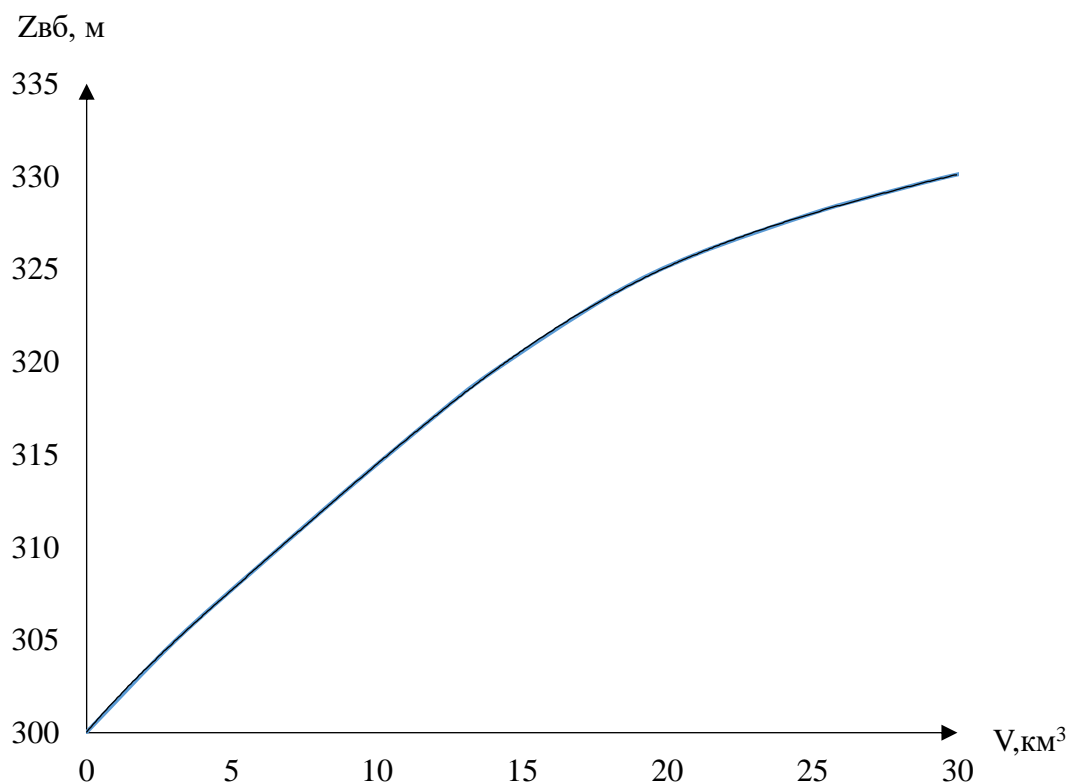


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёма водохранилища и уровня верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте было определено, что в районе створа Индигирской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Индигирка – скальные породы: гранит.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиП II-7-81* и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчётная сейсмическая интенсивность района расположения Индигирской ГЭС с начала характеризуется как умеренная 6 баллов. Фоновая сейсмичность для данной местности равна 6 баллам шкалы MSK - 64.

2. Водно-энергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.1, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – изолированная;
- коэффициент мощности:

$$k_N = 8,8;$$

- потери напора в водоподводящих сооружениях:

$$\Delta h = 0,3;$$

- НПУ Индигирской ГЭС:

$$\text{НПУ} = 330 \text{ м};$$

- ряд гидрологических наблюдений за рекой Индигирка за период 1940-1989 гг. (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	300	300	300	531	531	531	531	531	531	300	300	300
Сан.попуск	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Фильтрация	0	0	8	8	8	8	8	8	8	8	8	0
Испарение	0	0	0	0	8	25	22	24	10	2	0	0
Льдообразование	0	0	-7,5	-7,5	0	0	0	0	0	15	0	0

- суточный график нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}; \quad (2.1)$$

где Q_n – n -ый член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{\text{ср}}$ – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma(k - 1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{3,254}{50}} = 0,26; \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n - 1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,26^2}{2 \cdot (50 - 1)}} = 11,08\%; \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k - 1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,537}{0,26^3 \cdot 50} = 0,61; \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_s} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,26^2 + 5 \cdot 0,26^4)}{50}}}{0,61} = 67,8\%. \quad (2.5)$$

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 (\%); \quad (2.6)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

Кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

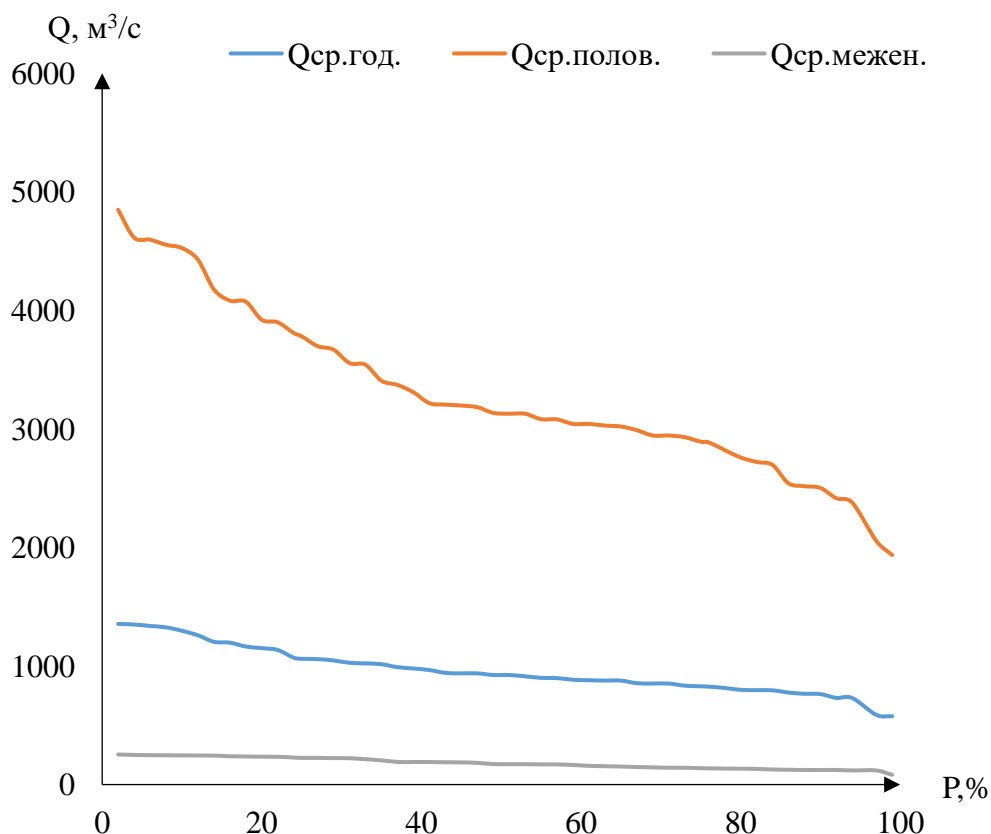


Рисунок 2.1 – Кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года:

$$K_M = \frac{Q_M}{Q_M^{1977}} = \frac{123}{158} = 0,78; \quad (2.7)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II}}{Q_{II}^{1977}} = \frac{2502}{3042} = 0,83; \quad (2.8)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1977 г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$K_M = \frac{Q_M}{Q_M^{1988}} = \frac{173}{148} = 1,17; \quad (2.9)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II}}{Q_{II}^{1988}} = \frac{3132}{3042} = 1,03; \quad (2.10)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1988 г.

Гидрографы для средневодного и маловодного года в таблице 2.2. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,56	0,94	0,73	0,63	829	2503	2231	2399	961	201	26,8	2,4
$Q_{50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,82	0,74	0,31	0,41	677	3368,42	2993	3023	961	245	39,7	9,7

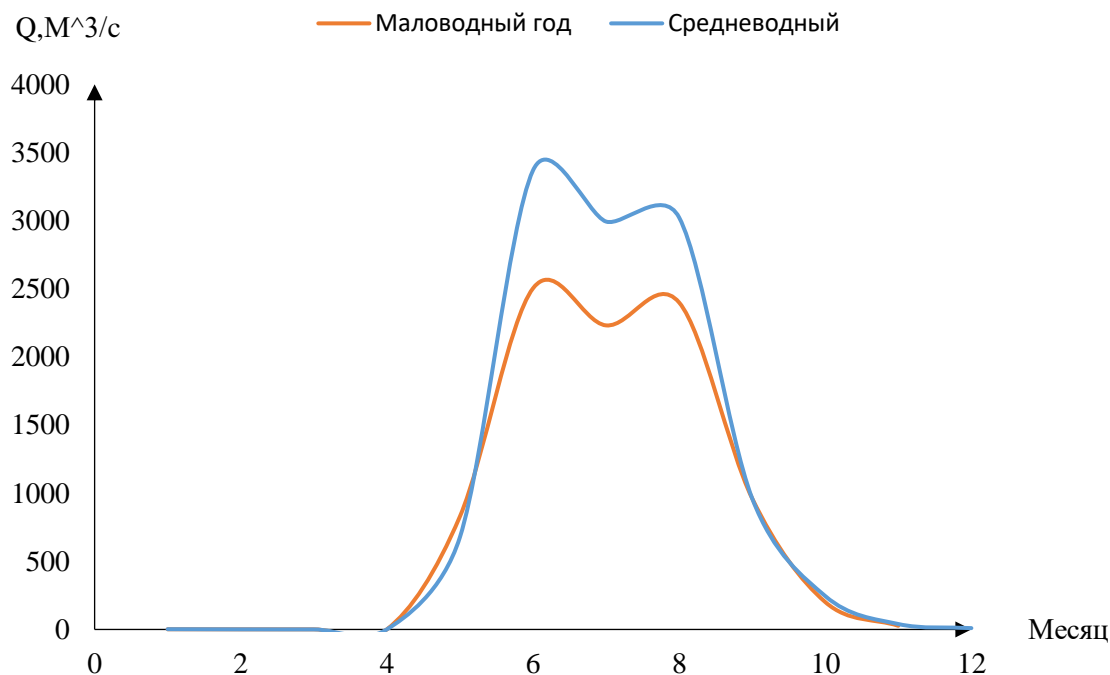


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.1.5 Определение типа регулирования

Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (Рисунок 2.2).

$$V_{\text{НПУ}} = 30 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 13,45 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 30 - 13,45 = 16,55 \text{ км}^3; \quad (2.11)$$

Для расчёта необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{16,55}{30,36} = 0,55; \quad (2.12)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища, формула (2.11);
 $\overline{W}_{\text{многолетний}}$ – среднеемноголетний сток через створ, формула (1.1).
 Принимаем годовой тип регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Обладая расчётным гидрографом маловодного года, требованиями водохозяйственного комплекса и потерями воды из водохранилища, определим среднемесячные мощности Индигирской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_{п.б}^t = Q_{90\%}^t - Q_{п}^t - Q_{и}^t - Q_{ф}^t - Q_{л}^t; \quad (2.13)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ – среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.2);

$Q_{п}^t, Q_{и}^t, Q_{ф}^t, Q_{л}^t$ – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t; \quad (2.14)$$

где k_N – коэффициент мощности;

Q^t – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.13) или расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено в приложении Б, рисунок Б.1.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса.

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Среднемесячные мощности станции

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_t , МВт	155	83	35	62	62	157	178	185	93	90	168	196

2.2.2 Водно-энергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водно-энергетического расчёта (далее – ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее – УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 200$ м и $V_{н} = 30$ км³.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t; \quad (2.15)$$

где $Q_{п.б}^t$ – по формуле (2.13);

$Q_{вдх}^t$ – расход воды из водохранилища.

Величиной $Q_{вдх}^t$ варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища – $Q_{вдх}^t$ имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{НБ}^t = Q_{ГЭС}^t + Q_{ф}^t; \quad (2.16)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{вдх}^t \cdot t; \quad (2.17)$$

где t – число секунд в месяце равно 259200 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимаем допущение – расход и отметка НБ в течении месяца постоянны и при переходе от месяца к месяцу изменяются мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (таблица 2.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{ВБ.ср}^t - z_{НБ}^t - \Delta h; \quad (2.18)$$

где $z_{ВБ.ср}^t$ – среднее значение отметки ВБ;

$z_{\text{НБ}}^t$ – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;
 Δh – потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t; \quad (2.19)$$

где Q^t – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.15);

H^t – напор на турбине, найденный по формуле (2.18).

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 260 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма

$$\nabla_{\text{УМО}} = 319 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 16,55 \text{ км}^3;$$

– график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3).

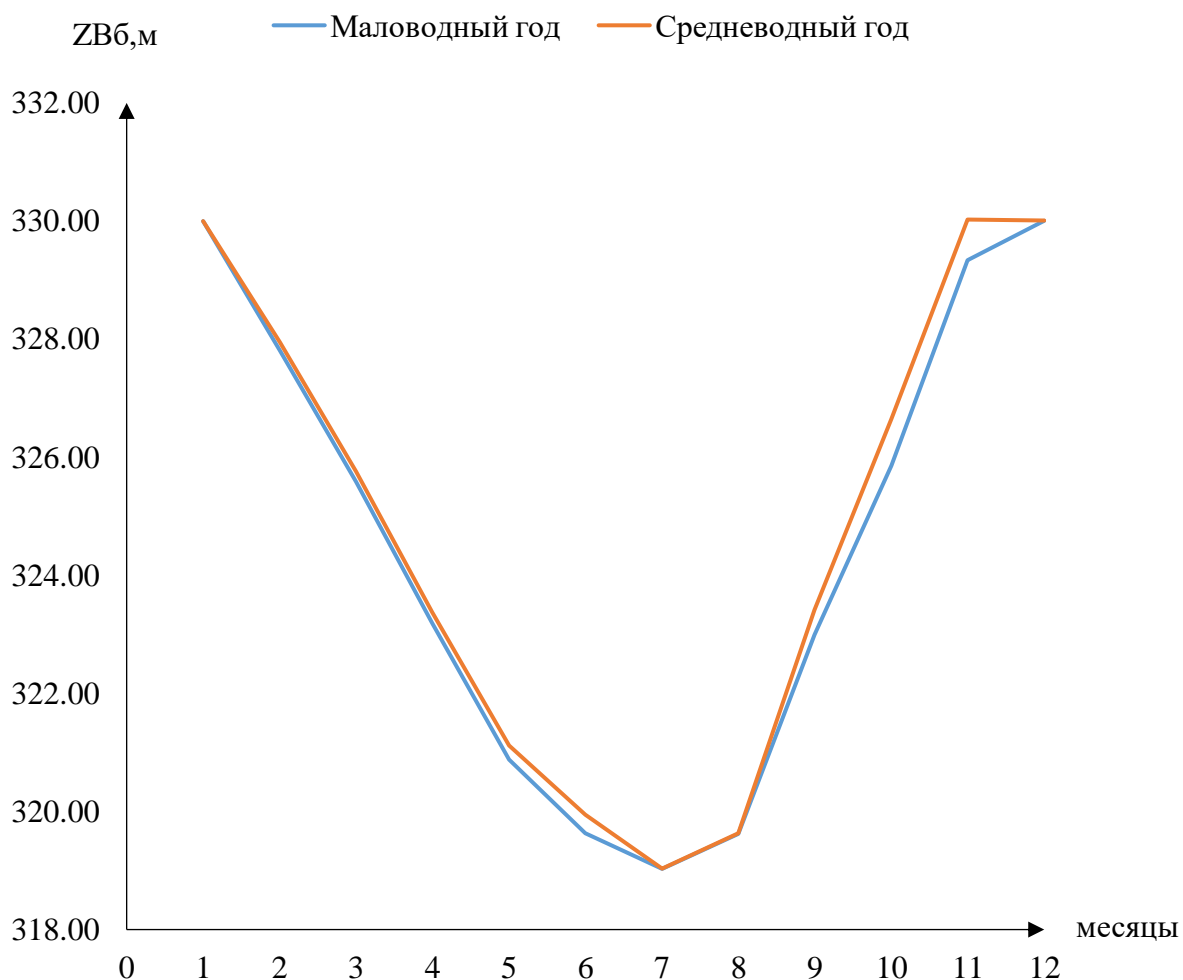


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 %, аварийный резерв составляет 8%. Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС.

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

$$N_{уст} = 301 \text{ МВт.}$$

2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Производится по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года. Сработку-наполнение средневодного года производим двумя способами:

1. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.
2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем первый способ, в котором среднесуточная выработка электроэнергии больше.

$$E_{\text{ср.многолетняя}} = 1,639 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.}$$

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Для выбора основного энергетического оборудования необходимо знать допустимые режимы работы, проектируемой ГЭС. Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему выражению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ(V_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h; \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, которая изменяется в зависимости от объема сработки от НПУ до УМО;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Δh – потери напора в подводящих сооружениях, $\Delta h = 0,02$.

Для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 329,4$ м, для линии расчетного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 319,7$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 315,1$ м;

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где k_N – коэффициент мощности.

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидроэлектростанции при расчетном напоре (Рисунок 3.1).

Результаты расчета сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленн ой мощности ГЭС		Линия ограничени я по пропускной способность и ГЭС		Линия ограничени я по расходу сан.пуска	
$Q, \text{ м}^3 / \text{с}$	$Z_{\text{НБЛ}}, \text{ м}$	$Z_{\text{НБЗ}}, \text{ м}$	$H_{\text{нпу}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3 / \text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3 / \text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3 / \text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3 / \text{с}$
0	300,0	300,0	29,7	18,7	23,5	30,0	1136	19,5	1734	30	150
100	300,1	300,1	29,6	18,6	23,4	28,9	1181	19,0	1713	30	150
200	300,3	300,3	29,4	18,5	23,3	27,7	1230	18,6	1692	30	150
300	300,4	300,4	29,3	18,3	23,1	26,6	1284	18,1	1670	30	150
400	300,6	300,6	29,1	18,1	22,9	25,4	1342	17,6	1648	30	150
500	300,8	300,8	28,9	17,9	22,7	24,3	1405	17,2	1626	30	150
600	301,0	301,0	28,7	17,7	22,5	23,1	1475	16,7	1604	30	150
700	301,3	301,3	28,4	17,4	22,3	22,0	1553	16,2	1581	30	150
800	301,5	301,5	28,2	17,2	22,0	20,8	1639	15,7	1558	30	150
900	301,8	301,8	27,9	17,0	21,8	19,7	1734	15,3	1534	39	150
1000	302,0	302,0	27,7	16,7	21,5						
1100	302,3	302,3	27,4	16,4	21,3						
1200	302,5	302,5	27,2	16,2	21,0						

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности, которое изображено на рисунке 3.1

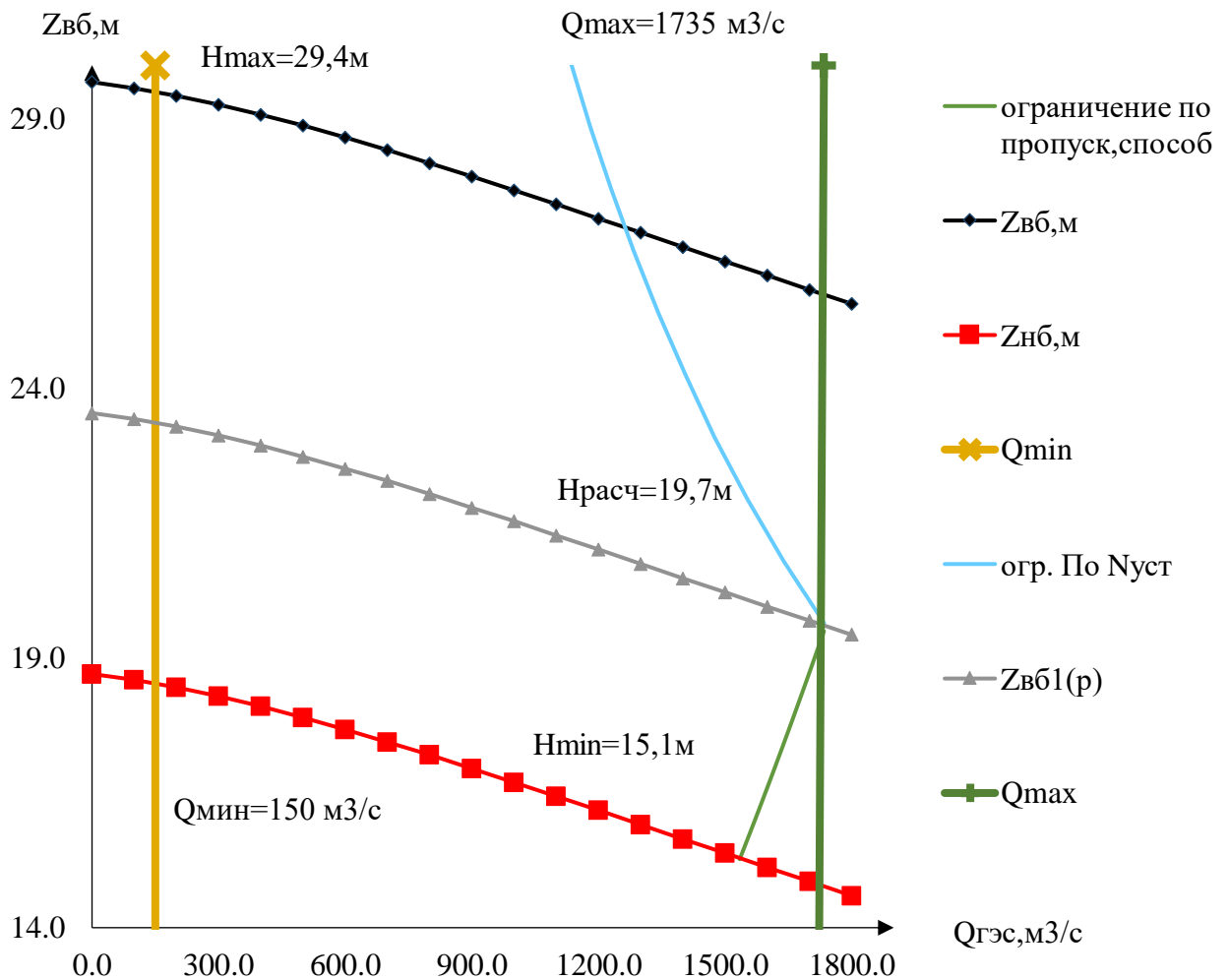


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой станции

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

С помощью режимного поля были определены величины:

- расчетный напор $H_p = 19,7$ м;
- минимальный напор $H_{\min} = 15,1$ м;
- максимальный напор $H_{\max} = 29,4$ м;
- максимальный расход $Q_{\max} = 1735 \text{ м}^3/\text{с}$;

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1. Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
2. Отношение $H_{\min}/H_{\max} = 15,1/29,4 = 0,51$. должно быть не меньше справочных данных.

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

Диапазону напоров соответствуют ПЛ30а-В и ПЛ30б-В

Параметры гидротурбин ПЛ30а - В и ПЛ30б - В представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ30а – В	ПЛ30б – В
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	H_{\max} , м	30	30
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,5
Оптимальная прив. частота вращения	n'_{10} , мин ⁻¹	126	130
Оптимальный приведенный расход	Q'_{10} , л/с	0,89	1
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м0}$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}$, л/с	1,77	1,99
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\max}$	1	1
Приведенный диаметр РК	$D_{1м}$, м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{м}$, м	4	8
Температура воды при испытании	$t_{м}$, °С	5	21

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ 30а – В намечаем расчётную точку P_1 , предварительно проведя линию n'_{1opt} через оптимум КПД. Приведенный расход воды в расчётной точке $Q'_{1p} = 0,89 \text{ м}^3/\text{с}$. Так же намечаем расчётную точку для ПЛ 30б – В, приведённый расход $Q'_{1p} = 1,24 \text{ м}^3/\text{с}$.

КПД натурной турбины определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right); \quad (3.4)$$

где η_M – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в расчетной точке;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

$D_{1м}$ – диаметр модельной гидротурбины;

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;

H_M – напор на модельной гидротурбине;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

v_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной турбины.

Для выбранных типов гидротурбин $\varepsilon = 0,75$. Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным.

Средняя температура реки Индигирка - $t_H = 5(^\circ\text{C})$, по справочным данным: $\nu_H = 1,3 \cdot 10^6 \text{ (M}^2/\text{C)}$.

Мощность одного агрегата:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G; \quad (3.5)$$

где Q_1' – приведенный расход в расчетной точке;

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле 3.6:

$$Z_a = \frac{N_{уст}}{N_a}; \quad (3.6)$$

где $N_{уст} = 301 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов округляется в большую сторону.

Уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}; \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}; \quad (3.8)$$

где n_p' – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

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

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду.

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , находятся по следующим формулам:

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

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}. \quad (3.11)$$

На главной универсальной характеристике проводим линии n'_{max} , n'_p , n'_{min} . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_p подбираем такое сочетание, чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_r}. \quad (3.12)$$

Правая часть уравнения является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности. Для этого на линии $n'_{H_{min}}$, соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставляя в вышеуказанное уравнение вместо H_p^N напор H_{max} , находим точку и соединяем ее с расчетной.

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формулам (3.13) и (3.14):

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}}. \quad (3.13)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}}. \quad (3.14)$$

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K} = Z_{H6}(Q_{H6}) + Hs; \quad (3.15)$$

где $Z_{H6}(Q_{H6})$ – отметка уровня воды в НБ при Q_{H6}

Hs – высота отсасывания для различных режимов работы.

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

- работа одного агрегата при установленной мощности при максимальном напоре;
- работа одного агрегата с установленной мощностью при минимальном напоре;
- работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{H6}(Q_{H6})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{x.пл}; \quad (3.16)$$

где $B = 10,33$ м вод.ст. - барометрическое давление;

$\nabla Z_{H6}(Q_{H6})$ -отметка НБ при данном расходе;

1,5 - коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной;

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

$\Delta Z_{x.пл}$ - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин $\Delta Z_{x.пл} = 0$.

Прежде чем найти высоту отсасывания необходимо определить расход одного агрегата при различных его режимах работы:

$$Q = Q \cdot D^2 \cdot Z_a \cdot \sqrt{\nabla p \cdot H}; \quad (3.17)$$

где Q - расход при различных частотах вращения в точке на ГУХ.

D^2 - диаметр натурной турбины.

Z_a - число одного агрегата;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$ - поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре;

H -напор (максимальный, минимальный, расчетный).

Полученные результаты представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	η	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
ПЛ30а-В-630	0,95	6,3	6	88,2	50,17	-2,55	-6,31	-0,94
ПЛ30б-В-600	0,93	6	6	100	50,17	-5,32	-7,29	3,54

Окончательно принимаем к установке гидротурбину ПЛ30а-В-630.
 Турбина является оптимальным вариантом по совокупности показателей:
 -наименьший диаметр рабочего колеса по сравнению с конкурентной турбиной (Экономия на материале);
 -удовлетворяющая условию высота отсасывания (экономия на проведении земляных работ);
 -высокое значение КПД в оптимальном режиме и в расчётной точке;
 -оптимум КПД на главной универсальной характеристике располагается между линиями n'_{Ip} и n'_{Imin} ;
 -кавитационный коэффициент наименьший по сравнению с конкурентной турбиной (Продление срока службы рабочего колеса).
 Дальнейший расчёт ведётся для гидравлической турбины ПЛ30б-В-630. Её рабочая зона представлена в приложении В на рисунке 1.

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{50,17}{0,8} = 62,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (3.18)$$

где $\cos\varphi$ - коэффициент мощности генератора, предварительно принимаемый $\cos\varphi = 0,8 \div 0,95$.

Число полюсов генератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{88,2} = 68; \quad (3.19)$$

Номинальные данные гидрогенератора СВ-1030/120-68 представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1030/120-68

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	61
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	49,6
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	3,4

Продолжение таблицы 3.4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	88,2
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	0,74
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,28
Сверхпереходное сопротивление	X_d''	о.е.	0,22
Система возбуждения	Тиристорная независимая (В и ПВ)		

3.4 Выбор вспомогательного оборудования

Маслонапорная установка (МНУ), является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин. Её габаритные размеры определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объёма сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», часть 1, стр. 144 [2] определяем тип МНУ:

МНУ-10,1/1-40-12,5-2 – это маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью $10,1 \text{ м}^3$, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслонасосным агрегатом ГА 10,1/1-40, имеющим сливной бак вместимостью $12,5 \text{ м}^3$ с 2 насосами.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

При проектировании электрической станции, одним из самых ответственных этапов является выбор главной схемы электрических соединений, ведь от этого зависит надежность работы станции, экономичность, удобство и безопасность эксплуатации, а также возможность дальнейшего расширения.

Выдачу мощности Индигирской ГЭС в энергосистему востока будут обеспечивать ЛЭП, соединяющие ГЭС с подстанцией в п.Соболох.

При проектировании схемы, первым делом уточняется тип энергоблока. Структурные схемы представлены ниже на рисунках 4.1 и 4.2.

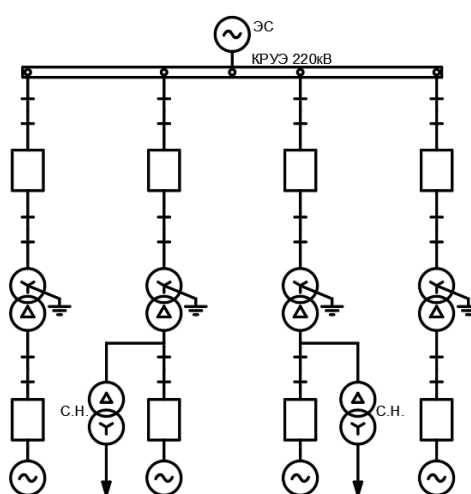


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

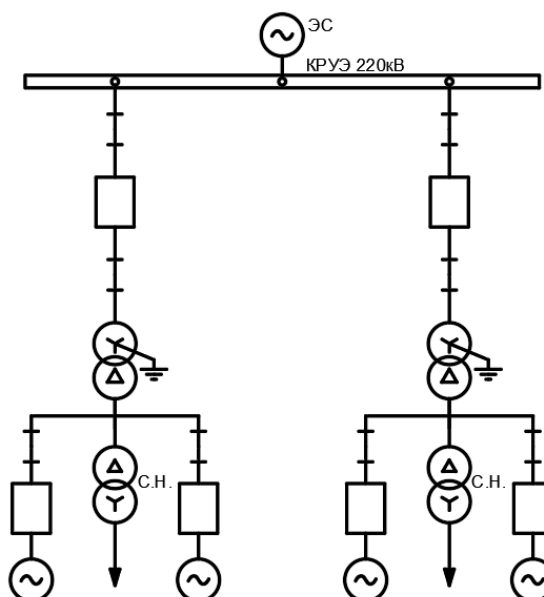


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупненного блока

4.2 Выбор блочных трансформаторов

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

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности блока в сеть без учета мощности, расходуемой на общестанционные и агрегатные нужды.

Рассчитаем мощность трансформатора для схемы с одиночным блоком. По полученному значению, учитывая работу трансформатора с недогрузом, в каталоге ООО «Тольяттинский трансформатор» выбираем подходящий вариант.

$$S_{т.б.} = \frac{P_{Г\text{ ном}} - P_{с.н.}}{\cos \varphi} = \frac{49,6 - (49,6 \cdot 0,01)}{0,80} = 61 \text{ МВА}; \quad (4.1)$$

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

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

Из представленного каталога выбираем наиболее подходящий трансформатор типа ТДН(С)-63000/220-У1. Его паспортные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры трансформатора ТРДН(С)-63000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{ВН}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
63	242	10,5	11,5	265	70	0,5

Мощность трансформатора в схеме с укрупненным блоком:

$$S_{т.б.} = \frac{2 \cdot P_{Г\text{ ном}} - P_{с.н.}}{\cos \varphi} = \frac{2 \cdot 49,6 - (49,6 \cdot 0,01)}{0,80} = 122 \text{ МВА}; \quad (4.2)$$

Снова обращаемся к каталогу ООО «Тольяттинский трансформатор» и выбираем отсюда трансформатор типа АТДЦТН-125000/220, паспортные данные которого занесены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры трансформатора АТДЦТН-125000/220

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{ВН}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
125	242	10,5	11	315	90	0,11

4.3 Выбор синхронного генератора

Выбор гидрогенератора осуществляется по расчетному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины. Исходя из справочных данных, подходит тип СВ-1030/120-68. Параметры этого генератора приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры гидрогенератора СВ-1030/120-68

$S_{НОМ}$, МВА	$P_{НОМ}$, МВт	$\cos \varphi$	$U_{НОМ}$, кВ	$I_{НОМ}$, кА	x_d''	x_d'	x_d	η
62	49,6	0,8	10,5	3,4	0,2	0,28	0,74	0,976

4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от мощности всех установленных генераторов:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot P_{уст} = 0,01 \cdot 249,6 = 2500 \text{ кВА}; \quad (4.3)$$

В электронном каталоге электротехнической компании «СлавЭнерго» выбираем трансформатор типа ТСЗ-3150/10,5-УЗ в количестве 3 экземпляров с представленными паспортными данными в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры трансформатора ТСЗ-3150/10,5-УЗ

$S_{НОМ}$, кВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_x , %
3150	10,5	6,3	6,7	27	6	0,7

4.5 Расчёт параметров отходящих воздушных линий

После выбора основного оборудования, следует решить вопрос связи электрической станции с энергосистемой. Для этого определяем количество отходящих от станции воздушных линий:

$$n_w = \frac{P_{уст} - P_{с.б.}}{P_{нат} \cdot \frac{k}{\cos \delta}} + 1 = \frac{297,6 - 2,5}{135 \cdot \frac{1,2}{0,8}} + 1 = 3; \quad (4.4)$$

где $P_{пред.} = 135$ – предельная активная мощность линии 220 кВ, МВт;

$k = 1,2$ – коэффициент приведения для ВЛ 220 кВ.

Далее рассчитаем рабочий ток, проходящий через одну линию:

$$I_{раб.} = \frac{S_{сум}}{\sqrt{3} \cdot n_{л} \cdot U_{НОМ}} = \frac{372}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220 \cdot 0,8 \cdot 10^{-3}} = 314 \text{ А}; \quad (4.5)$$

Используя рабочий ток, вычислим ток расчетный:

$$I_{расч.} = \alpha_t \cdot \alpha_i \cdot I_{раб.} = 1,05 \cdot 1 \cdot 314 = 329 \text{ А}; \quad (4.6)$$

где $\alpha_t = 1,05$ – коэффициент, учитывающий число часов максимальной нагрузки;

$\alpha_i = 1$ – коэффициент, учитывающий этапность строительства.

По величине расчетного тока выбираем провод типа АС-330/39, паспортные данные которого представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Паспортные данные провода АС-300/39

Сеч. жилы, мм	Сеч. сердечника, мм	$r_{0,уд.}$, Ом/км	$X_{0,уд.}$, Ом/км	$I_{доп.}$, А
300	30	0,0958	0,42	710

Проверим провод на нагрев при отключении одной линии:

$$I_{п.ав.} = \frac{S_{сум}}{\sqrt{3} \cdot (n_{л.} - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{372}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220 \cdot 0,8} = 501\text{А}; \quad (4.7)$$

Т.к. $I_{п.ав.} < I_{доп.}$, окончательно принимаем выбранный тип провода.

4.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета

4.6.1 Расчёт затрат на схему с одиночным блоком

Выполним расчет стоимости КРУЭ:

$$K_{круз1} = k_{ст} \cdot n_{в} \cdot k_{яч} = 2,1 \cdot 8 \cdot 17800 = 299040 \text{ тыс. руб}; \quad (4.8)$$

где $k_{ст} = 2,1$ – справочный коэффициент стоимости;

$n_{в} = 8$ – количество выключателей в схеме.

Далее рассчитаем полную стоимость схемы с одиночными блоками:

$$K = n_{тр} \cdot K_{тр} + n_{тсн} \cdot K_{тсн} + K_{круз1}; \quad (4.9)$$

где $n_{тр} = 6$ – количество блочных трансформаторов в схеме;

$n_{тсн} = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд.

$$K = 6 \cdot 75000 + 3 \cdot 2690 + 299040 = 757110 \text{ тыс. руб};$$

Время наибольших потерь для графика с выраженным максимумом:

$$\tau = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right) = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right) = 4590 \text{ ч}; \quad (4.10)$$

где $T_{max} = 4000$ – время использования максимальной нагрузки.

Потери электрической энергии в линиях и трансформаторах:

$$\Delta A = \left(\frac{\Delta P_K}{n_{\text{тр}}} \cdot \tau + n_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 \right) + \frac{1}{n_w} \left(\frac{S_{\text{крызэ}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot r_{o,\text{уд.}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot \tau; \quad (4.11)$$

где $r_{o,\text{уд.}} = 0,087$ – удельное сопротивление линии, Ом/км.

$$\begin{aligned} \Delta A &= (265 \cdot 4590 + 70 \cdot 8760) + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{372}{220} \right)^2 \cdot 7,6 \cdot 4590 = \\ &= 1861733 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

Издержки посчитаем по формуле:

$$И = \Delta A \cdot Y_0 = 1861733 \cdot 2,61 = 4869 \text{ тыс. руб}; \quad (4.12)$$

где $Y_0 = 2,61$ – одноставочный тариф на электроэнергию в Якутской области.

В заключение рассчитаем приведенные затраты использования схемы:

$$З = К \cdot E_H + И = 0,15 \cdot 757110 + 4869 = 118435 \text{ тыс. руб}; \quad (4.13)$$

где $E_H = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности электроэнергетики, принятый согласно приказу Минстроя №209 15.09.92.

4.6.2 Расчёт затрат на схему с укрупнённым блоком

Вычислим стоимость распределительного устройства (формула 4.8):

$$K_{\text{крызэ2}} = k_{\text{ст}} \cdot n_{\text{в}} \cdot k_{\text{яч}} = 2,1 \cdot 7 \cdot 17800 = 261660 \text{ тыс. руб};$$

Рассчитаем полную стоимость (формула 4.9):

$$K = 2 \cdot 160000 + 2 \cdot 2690 + 261660 = 587040 \text{ тыс. руб};$$

$$\begin{aligned} \Delta A &= (315 \cdot 4590 + 300 \cdot 8760) + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{366}{220} \right)^2 \cdot 7,6 \cdot 4590 = \\ &= 4106033 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

Вычислим издержки (формула 4.12):

$$И = \Delta A \cdot Y_0 = 4106033 \cdot 2,61 = 10716 \text{ тыс. руб}.$$

Рассчитываем финансовые затраты (формула 4.13):

$$З = К \cdot E_H + И = 0,15 \cdot 587040 + 10716 = 124282 \text{ тыс. руб};$$

Стоимость КРУЭ при использовании схемы с укрупненными блоками превышает стоимость использования одиночных блоков всего на 2%, что позволяет выбрать второй вариант. Также, это решение позволяет рационально зарезервировать мощность станции. И в случае потери одного блока, большая часть мощности ГЭС все еще останется доступной, в связи с чем окончательно выбираем схему с одиночными блоками.

Руководствуясь для выбора схемы рекомендациями «по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств 35-750 кВ», выбираем схему с одной секционированной системой сборных шин.

Данная схема распределительного устройства позволяет подключить 3 отходящих воздушных линии и 4 одиночных блока, а также подходит для работы под напряжением 220 кВ. Является лучшей схемой с экономической и технической точки зрения совместно с использованием современных элегазовых выключателей с пружинным приводом.

4.7 Расчёт токов короткого замыкания

Определим сопротивление синхронных генераторов:

$$X_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{61}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{62} = 0,35 \text{ Ом}; \quad (4.14)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{X_{\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,35}{0,045 \cdot 314} = 0,02 \text{ Ом}; \quad (4.15)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_{\Gamma} \cdot U_{61} = 1,13 \cdot 10,5 = 12,87 \text{ кВ}; \quad (4.16)$$

где $E''_{\Gamma} = 1,13$ – среднее значение сверхпереходных ЭДС, о.е.

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{62}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 352,7 \text{ Ом}; \quad (4.17)$$

$$R_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{62}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 265 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{230^2}{63^2} = 3,5 \text{ Ом}; \quad (4.18)$$

Коэффициент трансформации силовых трансформаторов:

$$k_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{230} = 0,045; \quad (4.19)$$

Определим сопротивление воздушных линий:

$$X_{\text{ВЛ}} = \frac{x_{\text{о.уд.}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{n_{\text{ВЛ}}} = \frac{0,42 \cdot 80}{3} = 11,2 \text{ Ом}; \quad (4.20)$$

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{r_{\text{о.уд.}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{n_{\text{ВЛ}}} = \frac{0,095 \cdot 80}{3} = 2,5 \text{ Ом}; \quad (4.21)$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_{\text{с}} = \frac{U_{62}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,7 \text{ Ом}; \quad (4.22)$$

$$R_{\text{с}} = \frac{X_{\text{с}}}{T_{\text{а.с}} \cdot \omega} = \frac{352,7}{0,035 \cdot 314} = 32,1 \text{ Ом}; \quad (4.23)$$

$$E_{\text{с}} = E''_{\text{с}} \cdot U_{62} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}; \quad (4.24)$$

где $E''_{\text{с}} = 1,13$ – среднее значение сверхпереходных ЭДС ЭЭС, о.е.

Используя вычисленные выше параметры, можно приступить к расчетам токов короткого замыкания в программно-вычислительном комплексе RastrWin.

Ниже представлены таблицы с параметрами (таблицы 4.7 – 4.9).

Таблица 4.7 – Исходные данные по узлам

Тип	№ узла	Название	$U_{\text{НОМ}}$, кВ
зак	1	Генератор 1	10,5
зак	2	Генератор 2	10,5
зак	3	Генератор 3	10,5
зак	4	Генератор 4	10,5
зак	5	Генератор 5	10,5
зак	6	Генератор 6	10,5
у	7	Блок 1	10,5
у	8	Блок 2	10,5
у	9	Блок 3	10,5
у	10	Блок 4	10,5
у	11	Блок 5	10,5
у	12	Блок 6	10,5
у	13	КРУЭ	242
у	14	Энергосистема	230

Таблица 4.8 – Исходные данные по ветвям

Тип	$N_{нач}$	$N_{кон}$	R	X	$k_{тр}$	$r_{о.уд.}$	$x_{о.уд.}$
Выключатель	1	7	-	-	-	-	-
Выключатель	2	8	-	-	-	-	-
Выключатель	3	9	-	-	-	-	-
Выключатель	4	10	-	-	-	-	-
Выключатель	5	11					
Выключатель	6	12					
Трансформатор	7	13	3,5	119,3	0,046	-	-
Трансформатор	8	13	3,5	119,3	0,046	-	-
Трансформатор	9	13	3,5	119,3	0,046	-	-
Трансформатор	10	13	3,5	119,3	0,046	-	-
Трансформатор	11	13	3,5	119,3	0,046		
Трансформатор	12	13	3,5	119,3	0,046		
Воздушные линии	13	14	2,5	11,2	-	0,095	0,42

Таблица 4.9 – Исходные данные по источникам ЭДС

Название	№ узла	R_1	X_1	R_2	X_2	R_0	X_0	E
Генератор 1	1	0,02	0,35	0,02	0,35	0,02	0,35	12,86
Генератор 2	2	0,02	0,35	0,02	0,35	0,02	0,35	12,86
Генератор 3	3	0,02	0,35	0,02	0,35	0,02	0,35	12,86
Генератор 4	4	0,02	0,35	0,02	0,35	0,02	0,35	12,86
Генератор 5	5	0,02	0,35	0,02	0,35	0,02	0,35	12,86
Генератор 6	6	0,02	0,35	0,02	0,35	0,02	0,35	12,86
Энергосистема	14	32,3	352,7	32,3	352,7	32,3	352,7	230

Далее в таблице 4.10 приведены обработанные результаты вычислений.

Таблица 4.10 – Рассчитанные токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$I_{уд}, \text{кА}$
К1 – КРУЭ (1ф)	12,39	19,27
К1 – КРУЭ (3ф)	8,28	15,07
К2 – Генератор (3ф)	21,22	54,01

4.8 Выбор электрических аппаратов

4.8.1 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжелённого режимов

Под нормальными режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы установки без вынужденных отключений и перегрузок.

Под утяжеленным режимом понимают режим с вынужденным отключением части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При утяжеленном режиме значительно увеличиваются рабочие токи.

Наибольший расчетный ток для присоединений генераторов определяется при работе с номинальной мощностью при сниженном на 5% напряжении:

$$I_{\text{раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 3,4 = 3,6 \text{ кА}, \quad (4.25)$$

Для присоединений трансформаторов, включенных в блок с одним генератором, расчетный ток будет равен номинальному току трансформатора, т.к. мощность последнего соответствует мощности генератора. Утяжеленный режим отсутствует.

$$I_{\text{раб.норм}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = 1,05 \cdot \frac{100}{1,73 \cdot 242} = 0,25 \text{ кА}; \quad (4.26)$$

Ток в нормальном режиме через ВЛ:

$$I_{\text{вл.раб}} = \frac{6 \cdot S_{\Gamma \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot n_w \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{372}{1,73 \cdot 3 \cdot 242} = 0,29 \text{ кА}; \quad (4.27)$$

Ток в утяжеленном режиме через ВЛ:

$$I_{\text{вл.мах.раб}} = \frac{6 \cdot S_{\Gamma \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (n_w - 1) \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{372}{1,73 \cdot (3 - 1) \cdot 242} = 0,44 \text{ кА}; \quad (4.28)$$

Ток присоединения отпаечного трансформатора собственных нужд:

$$I_{\text{тсн.раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = 1,05 \cdot \frac{3,15}{1,73 \cdot 10,5} = 0,18 \text{ кА}; \quad (4.29)$$

4.8.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения

В качестве генераторного выключателя выбираем ВГГ-15-90/8000-У3 производства АО ВО «Электроаппарат». Произведем расчеты и сравним их с паспортными данными выключателя, чтобы окончательно его принять:

$$I_{\text{а.т.}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{0,03}{T_{\text{а.г}}}} = \sqrt{2} \cdot 30,37 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,045}} = 21,98 \text{ кА}; \quad (4.30)$$

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 30,37^2 \cdot 0,04 = 36,89 \text{ кА}; \quad (4.31)$$

$$\beta_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{а.т.}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}} \cdot 100 \% = \frac{21,98}{\sqrt{2} \cdot 30,37} \cdot 100 \% = 51,2 \% ; \quad (4.32)$$

Паспортные характеристики генераторного выключателя представлены в таблице (4.11):

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя

Расчетные параметры	Паспортные данные ВГГ-15-90/8000
$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} = 30,37 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} = 54,91 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = 36,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$\beta_{\text{расч}} = 51,2 \%$	$\beta_{\text{НОМ}} = 90\%$

В цепь генераторного напряжения к выключателю ВГГ-15-90/8000 устанавливаем разъединитель РВРЗ–15/8000–МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО».

Паспортные характеристики разъединителя представлены в таблице (4.12):

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору разъединителя

Расчетные параметры	Паспортные данные РВРЗ-15/8000-МУЗ
$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 8 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} = 30,37 \text{ кА}$	$I_{\text{т}} = 100 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} = 54,91 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = 35,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Комплектуем цепь генераторного напряжения трансформаторами тока и напряжения. Выбираем трансформаторы тока типа ТШ–15ХЛЗ, произведенные предприятием АО ВО «Электроаппарат». Также выбираем трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06–15. Паспортные данные этих трансформаторов представлены ниже (таблицы 4.13 – 4.14).

Таблица 4.13 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчетные параметры	Паспортные данные ТШ–15ХЛЗ
$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 4 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = 18,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.14 – Данные трансформатора напряжения

$U_{перв}, \text{кВ}$	$U_{вторич}, \text{кВ}$	$U_{макс.раб}, \text{кВ}$	Класс точности
10,5	$0,1/\sqrt{3}$	15	0,5

Для защиты трансформатора от превышения напряжения применяем ОПН–15/17,5–10/900(III)–У1, данные которого приведены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Паспортные данные ограничителя перенапряжения

$U_{ном}, \text{кВ}$	$U_{наиб.}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$	Ток взрывобезопасности, кА
15	15	900	20

4.8.3 Выбор электрооборудования для высокого напряжения

Для КРУЭ 220 кВ будут использоваться ячейки ЯГГ-220 производства АО ВО «Электроаппарат». Данное КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Шкафы управления КРУЭ оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать систему «Цифровая подстанция» согласно МЭК 61850. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в КРУЭ, могут быть как электромагнитными с МОУ устройствами, так и полностью цифровыми.

Параметры выбранного оборудования для КРУЭ 220 кВ представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Сводная таблица по выбору аппаратов КРУЭ 220 кВ

Расчетные параметры	Паспортные данные ЯГГ-220-50/3150
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} = 0,48 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3,15 \text{ кА}$
$I_{по} = 16,99 \text{ кА}$	$I_m = 50 \text{ кА}$
$I_{уд} = 48,04 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$

Для сети высокого напряжения необходимо выбрать трансформаторы тока и напряжения.

Паспортные данные представлены ниже (таблицы 4.17 – 4.18).

Таблица 4.17 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчетные параметры	Паспортные данные ТОГФ–220УХЛ1
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} = 0,48 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$B_{к.расч} = 6,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 27000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.18 – Данные трансформатора напряжения

$U_{\text{перв}}, \text{кВ}$	$U_{\text{вторич}}, \text{кВ}$	$U_{\text{макс.раб}}, \text{кВ}$	Класс точности
220	$0,1/\sqrt{3}$	252	0,2

В качестве защиты трансформатора со стороны КРУЭ от превышения напряжения, защиты ВЛ и сборных шин, применяем ОПН–220/146–10/650(II)–У1, паспортные данные которого приведены в таблице 4.19.

Таблица 4.19 – Паспортные данные ограничителя перенапряжения

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{наиб.}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Ток взрывобезопасности, кА
220	146	650	40

Комплектуем две отходящие линии высокочастотным заградителем типа ВЗ-600-0,25УД-У1, с номинальным током, превышающим ток утяжеленного рабочего режима. Также устанавливаем на линии фильтр присоединения вместе с конденсатором связи типа ФПМ-Рс-3200/120-1000, разработанным для работы под напряжением 220 кВ.

Абсолютно всё перечисленное выше оборудование изготавливается на территории Российской Федерации.

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Перечень защит основного оборудования

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 линий электропередач.

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

На главном генераторе ГГ СВ-1030/120-68:

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

На силовом трансформаторе блока ТДН(С)-63000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220);
- 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;
- На трансформаторе СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
 - Защита от перегрузки;
 - Реле тока охлаждения;
- На линиях электропередачи 220 кВ:
- Основные защиты:
- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
 - Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
 - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
 - УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты блока генератор-трансформатор проектируемой ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

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

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

5.2.1 Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора (ПДГ)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 3409$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 5000/5$ А.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3409 = 170,45; \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 0,15 \cdot 3409 = 511,3 \text{ А}; \quad (5.2)$$

Принимаем уставку: $I_{CP,0} = 630$ А.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.3)$$

где $K_{АП} = 2$ - коэффициент апериодической составляющей;

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

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

$I_{МАКС}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения (формула 5.4);

$$I_{МАКС} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,2} \cdot 3409 = 19260,9 \text{ А}; \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 19260,9 = 1926,09 \text{ А};$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T} = \frac{1926,09 \cdot 2}{19260,9} = 0,2; \quad (5.5)$$

$$K_T > 0,2;$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5; \quad (5.6)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5; \quad (5.7)$$

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

Для обеспечения надёжной работы при больших токах К.З. в зоне действия предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{\text{НТ}} = (2 \div 12) \cdot I_{\text{НОМ}} = 6 \cdot 3409 = 20454 \text{ А};$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты представлена на рисунке (5.1).

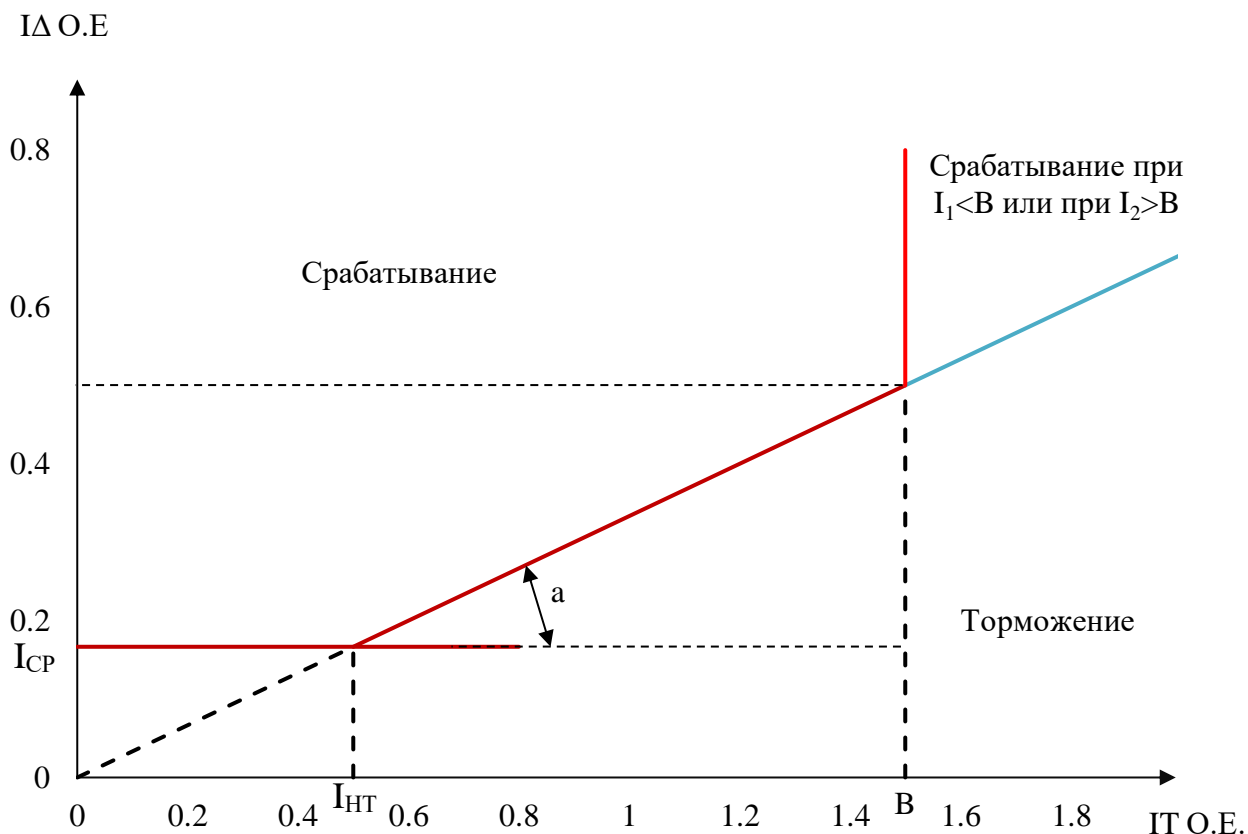


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% 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.

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения (5.8):

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{265,95}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 2,31 \text{ В}; \quad (5.8)$$

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

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

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

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

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

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

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

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

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

$$U_{\text{ср}2} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}; \quad (5.9)$$

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

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

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

$$U_{\text{ср}1} = \frac{1,2 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}; \quad (5.10)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}; \quad (5.11)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_2^2}, \quad (5.12)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21; \quad (5.13)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17; \quad (5.14)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,175 \cdot I_H = 0,175 \cdot 3,4 = 0,6 \text{ кА}; \quad (5.15)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с}; \quad (5.16)$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}; \quad (5.17)$$

$$A_{\text{ио}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}; \quad (5.18)$$

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

Таблица 5.1 – Длительность протекания токов обратной последовательности

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,18
Длительность (с)	30	55	80	125	220	500	700

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных К.З. (I2) представлена на рисунке 5.2.

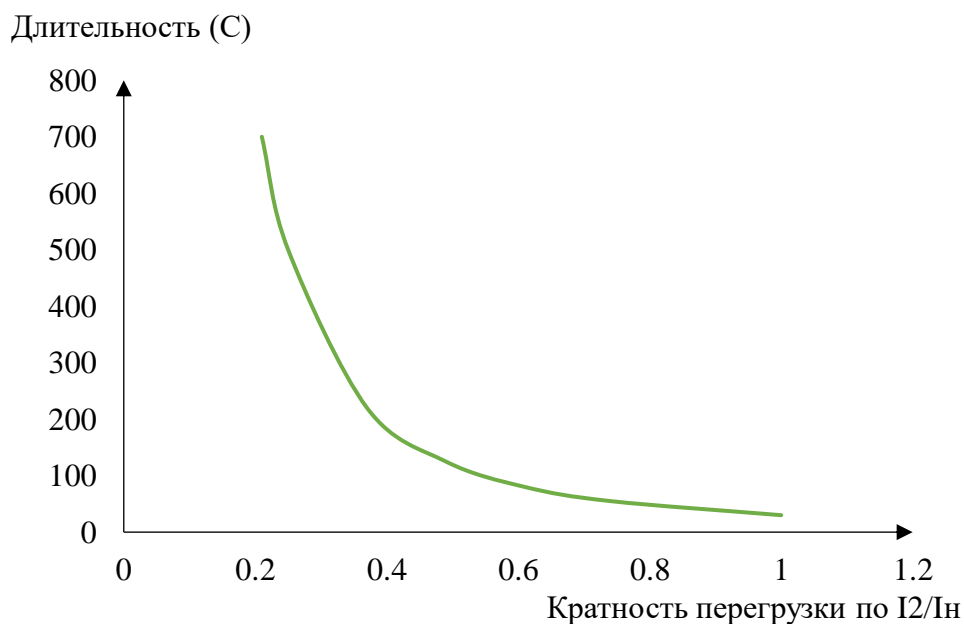


Рисунок 5.2 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 700 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

- а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ на шинах ВЛ

$$I_{2с.з.}^* = \frac{1}{1,1 \cdot (X_{d''_{ВН}} + X_{2d_{ВН}} + 2 \cdot X_T)}; \quad (5.19)$$

Сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к стороне ВН:

$$X_{d''_{ВН}} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,2 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 106,65; \quad (5.20)$$

Сопротивление обратной последовательности генератора по, приведенное к стороне ВН:

$$X_{2ВН} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 106,65; \quad (5.21)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{62}{63} = 0,1; \quad (5.22)$$

Таким образом, ток срабатывания защиты равен по (5.23):

$$I_{2с.з.}^* = \frac{1}{1,1 \cdot (106,65 + 106,65 + 2 \cdot 0,1)} = 0,0043 \text{ о. е.};$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0043 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,19 \text{ о. е.}; \quad (5.23)$$

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

$$I_{2с.з.}^* = \frac{1}{2,2 \cdot (X_{d''_{ВН}} + X_T + X_{Л})} = \frac{1}{277,8} = 0,0036 \text{ о. е.}; \quad (5.24)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0036 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,17 \text{ о. е.}; \quad (5.25)$$

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

5.2.5 Дистанционная защита от внешних коротких замыканий ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$)

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1л} = 0,8 \cdot 96,56 + \frac{0,8}{3} \cdot 34,46 = 86,44 \text{ Ом}; \quad (5.26)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к ВН.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{62}{63} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{62}{242^2} \cdot 34,46 = 0,1; \quad (5.27)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 1,78 = 0,18 \text{ Ом}; \quad (5.28)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{100} = 1,78$.

Уставка будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,133 \cdot \frac{4000/5}{10,5/0,1} = 1,37 \text{ Ом}; \quad (5.29)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,4 \text{ Ом}$.

1) 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, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$;

2) Принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$;

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3409} = 1,90 \text{ Ом}; \quad (5.30)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1165}{613} - 0,95}{0,74} = 3,85; \quad (5.31)$$

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

x_d – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,35} = 0,38 \text{ о. е.}; \quad (5.32)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34; \quad (5.33)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 68,9^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е}; \quad (5.34)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,36 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,68 \text{ Ом}; \quad (5.35)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,61 \cdot 4000/5}{10,5/0,1} = 4,68 \text{ Ом}; \quad (5.36)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,68 \text{ Ом}$.

Величина смещения х-ки срабатывания по оси максимальной чувствительности - 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,027 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,09 \text{ Ом}$.

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

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

5.2.6 Защита от симметричных перегрузок статора (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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot 3,409 = 3,65 \text{ кА}; \quad (5.37)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9 \text{ с}$.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot 3,409 = 3,75 \text{ кА}; \quad (5.38)$$

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 – Уставка интегрального органа

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

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

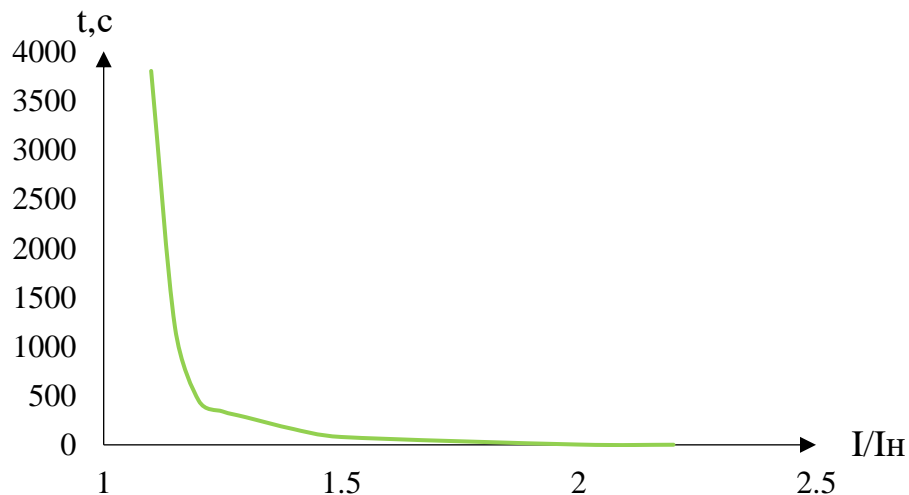


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 5,2 \text{ кА}; \quad (5.39)$$

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

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10,5/0,1} = 66 \text{ В}; \quad (5.40)$$

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

5.2.7 Защита обмотки ротора от перегрузки (I_{P})

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:

$$I_{\text{P СИГН.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot 1165 = 1246,55 \text{ А}; \quad (5.42)$$

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

$$I_{\text{P ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot 1165 = 1281,5 \text{ А}; \quad (5.43)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{H}}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность, С	∞	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.4.

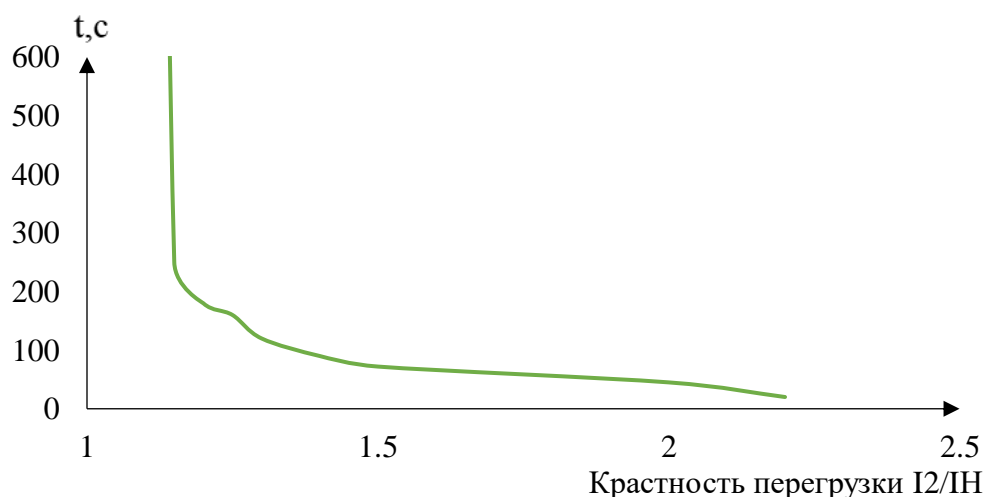


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ отс.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,24 \cdot 1165 = 2609,6 \text{ А}; \quad (5.44)$$

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

5.2.8 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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

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

Таблица уставок и матрица отключений защит представлена в приложении Г, таблица Г.1, Г.2.

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, $N_{уст}$, количества

населения в НБ в соответствии с постановлением Правительства РФ №986 от 02.11.2013 №986.

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 80 человек. Присваивается класс сооружения IV, так как численность людей менее 100.

$N_{уст} = 301$ МВт, что соответствует II классу сооружения.

Предварительная компоновка показала, что высота бетонной плотины будет находиться в пределах 30-35 м, Грунт основания - гранит и метаморфические сланцы. На основании этих показателей предусмотрен III класс.

С учетом того что проектируемый гидроузел располагается в изолированной энергосистеме класс сооружения принимается - I класс

В конечном итоге Индигирский гидроузел будет относиться к I классу сооружений. Следовательно, обеспеченность расхода для основного расчетного случая принимаем равной 0,1%.

6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины ∇ ГГП принимаем величину, вычисленную по формуле:

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

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

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

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,8$ м – конструктивный запас для I класса.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta h_{set} &= k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 1550}{9,81 \cdot 22} \cdot \cos 0 = \\ &= 0,0117 \text{ м}; \end{aligned} \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, рассчитываемый по формуле (6.4);

$V_w = 22 \text{ м/с}$ – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 1550$ м – длина разгона волны;

$\alpha = 0^\circ$ – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, рассчитываемая по формуле (6.5)

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 22) \cdot 10^{-7} = 2,3 \cdot 10^{-6} \text{ М/с}; \quad (6.4)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{330 - 300}{2} = 15 \text{ м}; \quad (6.5)$$

Определить высоту волны 1% обеспеченности для основного случая:

1. Вычислить безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).
2. Из графика [3, Приложение А, рис. А.1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$ определить параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$.

Затем, используя меньшие полученные значения, вычислить средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\lambda_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,76^2}{2 \cdot 3,14} = 11,8 \text{ м}; \quad (6.6)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5\lambda_d; \quad (6.7)$$

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}; \quad 15 \geq 5 \text{ - условие выполняется, значит, зона глубоководная.}$$

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 2,09 \cdot 0,641 = 1,34 \text{ м}; \quad (6.8)$$

Превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 0,0117 + 1,34 + 0,94 = 2,29 \text{ м}; \quad (6.9)$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины равна:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 331 + 3,37 = 333,29 \text{ м}; \quad (6.10)$$

6.1.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{гэс}$.

$$Q_{ав} = \frac{V_{пол} + V_{пр}}{t_{ср}} = \frac{16,55 \cdot 10^9}{6 \cdot 2592000} = 1064,17 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.11)$$

$$Q_{га} = \frac{N_{га}}{9,81 \cdot H_{пов} \cdot \eta} = \frac{62000}{9,81 \cdot 29,4 \cdot 0,932} = 211,5 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.12)$$

$$Q_p = Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{га} - Q_{ав} = 8464 - (6 - 1) \cdot 211,5 - 1064,17 = 6342 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.13)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружения;

n – количество агрегатов.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{6342}{30} = 211 \text{ м}; \quad (6.14)$$

где q_b – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 24 = 30 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.15)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 6 \cdot 4 = 24 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.16)$$

где $h_{НБ}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{осн.мах}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимаемая в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (для скальных 5-6 м).

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону:

$$B = b \cdot n = 14 \cdot 16 = 224 \text{ м}; \quad (6.17)$$

где $n = 16$ число пролетов;

$b = 14$ м стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом.

6.1.4 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

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} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{\sigma_n \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{6342}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 224 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,54 \text{ м}; \quad (6.18)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \sigma_n \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{6342}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 224 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,66 \text{ м}; \quad (6.19)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

σ_n – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле:

$$\sigma_n = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (14 - 1) \cdot 0,45}{14} \cdot \frac{5,54}{16} = 0,97; \quad (6.20)$$

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

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от формы верховой грани быка.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 5,66 - \frac{1,1 \cdot 0,71^2}{2 \cdot 9,81} = 5,64 \text{ м}; \quad (6.21)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА})(B + (n - 1)\delta_B)} =$$

$$= \frac{6342}{(330 - 300)(224 + (14 - 1) \cdot 4)} = 0,71 \text{ м/с}; \quad (6.22)$$

где $\delta_B = 3\text{м}$ – толщина быка.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 330 - 6 = 324 \text{ м}; \quad (6.23)$$

где $H_{\text{ст}} = 6\text{м}$ – стандартный напор, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом.

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 324 + 1,6 \cdot 6 = 333,6\text{м}; \quad (6.24)$$

Отметка всего гидроузла определяется большей между отметкой гребня грунтовой плотины и гребнем быка. Так как отметка гребня грунтовой плотины выше, то отметка всего гидроузла принимается равной этой отметке, то есть 333,6м.

6.1.5 Проверка пропуска проверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{\sigma_H \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} =$$

$$= \left(\frac{7679}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 240 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,01 \text{ м}; \quad (6.25)$$

$$Q_{\text{р.пов.}} = Q_{\text{max.пов.}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}} - Q_{\text{ав}} = 9889 - (6 - 1) \cdot 229 -$$

$$- \frac{16,55 \cdot 10^9}{6 \cdot 2592000} = 7679 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.26)$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m \cdot \sigma_H \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{7679}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 240 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,17 \text{ м}; \quad (6.27)$$

$$\sigma_H = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (15 - 1) \cdot 0,45}{10} \cdot \frac{6,01}{16} = 0,96; \quad (6.28)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 6,17 - \frac{1,1 \cdot 0,86^2}{2 \cdot 9,81} = 6,12 \text{ м}; \quad (6.29)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНО})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)} = \frac{7679}{(330 - 300)(240 + (15 - 1) \cdot 4)} = 0,86 \text{ м/с}; \quad (6.30)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 324 + 6,12 = 330,58 \text{ м}; \quad (6.31)$$

Расчетная отметка форсированного подпорного уровня оказалась меньше исходной, поэтому остается равна 331 м.

6.1.6 Построение профиля водослива

Построение профиля плотины производят по схеме практического профиля плотины. По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяем координаты оголовка безвакуумного водослива. Табличные координаты x и y умножаем на $H_{\text{ст}}$ и строим кривую А-В на рисунке 6.1.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусом R . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе H .

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Для высоких плотин эта касательная образует прямолинейный участок водосливной грани.

Координаты для построения оголовка водосливной плотины представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Таблица координат оголовка Кригера-Офицера при $H_{\text{ст}}=6$ м

x	y	x*	y*
0	0,126	0,000	0,756
0,1	0,036	0,600	0,216
0,2	0,007	1,200	0,042

0,3	0,000	1,800	0
0,4	0,006	2,400	0,036
0,5	0,027	3,000	0,162
0,6	0,060	3,600	0,36
0,7	0,100	4,200	0,6
0,8	0,146	4,800	0,876
0,9	0,198	5,400	1,188
1	0,256	6,000	1,536
1,1	0,321	6,600	1,926
1,2	0,394	7,200	2,364
1,3	0,475	7,800	2,85

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

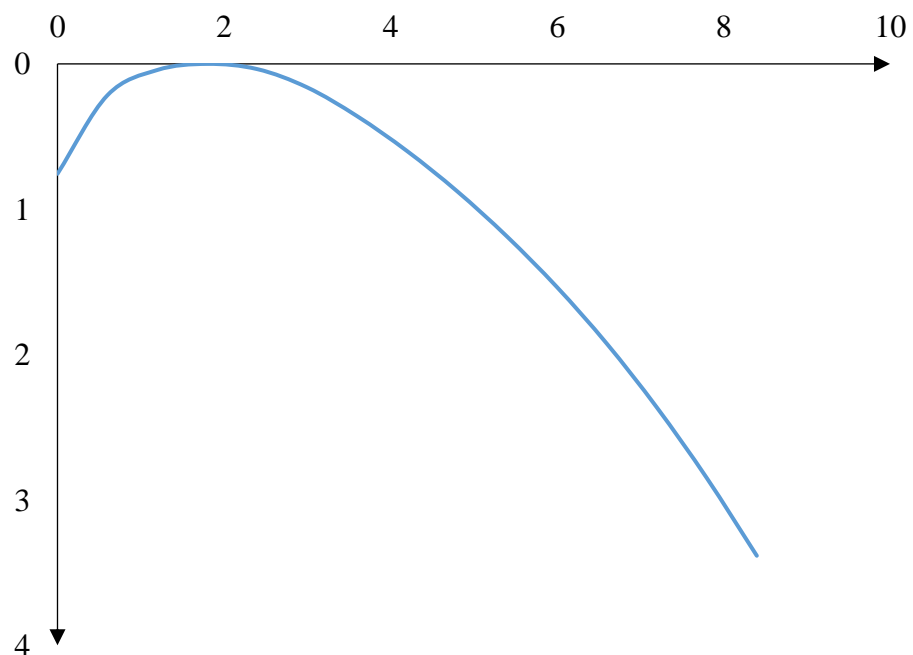


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.2 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом. Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 6342^2}{296^2 \cdot 9,81}} = 3,72 \text{ м}; \quad (6.32)$$

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

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h'_{c1})}} = \frac{21,43}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (330 - 300)}} = 0,99; \quad (6.33)$$

$$q_c = \frac{Q_{осн.расч}}{B_B} = \frac{6342}{296} = 21,43 \frac{м^2}{с}; \quad (6.34)$$

Уточним величину первой сопряженной глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h'_{c1})}} = \frac{21,43}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (330 - 300 - 0,98)}} = 0,99; \quad (6.35)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c1}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,99}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,72}{0,99} \right)^3} - 1 \right) = 9,71 м. \quad (6.36)$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_c = 9,71 м > h_{НБ} = 4 м$, то имеем отогнанный прыжок. где $h_{НБ}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{max.осн}$.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

Применим гашение избыточной энергии с помощью водобойной плиты и рисбермы.

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы

Гравитационную плотину на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты. Теоретический профиль такой плотины - прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Высота плотины:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 330 - 297 = 33 \text{ м}; \quad (6.37)$$

Отметка подошвы не зависит от конструкции устройств нижнего бьефа:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - 3 = 300 - 3 = 297 \text{ м}; \quad (6.38)$$

Произведем расчеты для $n=0,1$:

Ширина подошвы плотины из условия недопущения растягивающих напряжений:

$$B'_n = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} (1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}; \quad (6.39)$$

где $\alpha_1 = 0,5$ – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счёт устройства противофильтрационных завес и дренажей;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды;

$\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона

Ширина подошвы плотины из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию:

$$B''_n = \frac{\gamma_n h}{\text{tg} \varphi \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)}; \quad (6.40)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины, $\gamma_n = 1,25$ для I класса;

$\varphi = 35^\circ$ – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон-скала. Основание плотины сложено крепкими магматическими гранитами.

В таблице 6.2 представлены величины, необходимые для определения ширины подошвы.

Таблица 6.2 – Определение ширины подошвы

n	$B''_n, \text{ м}$	$B'_n, \text{ м}$
0,1	23,9	28,9
0,2	24,3	27,5
0,3	24,7	26,2
0,4	25,4	25,0
0,5	26,3	23,9

По рисунку 6.2 определена ширина подошвы: 34 м.

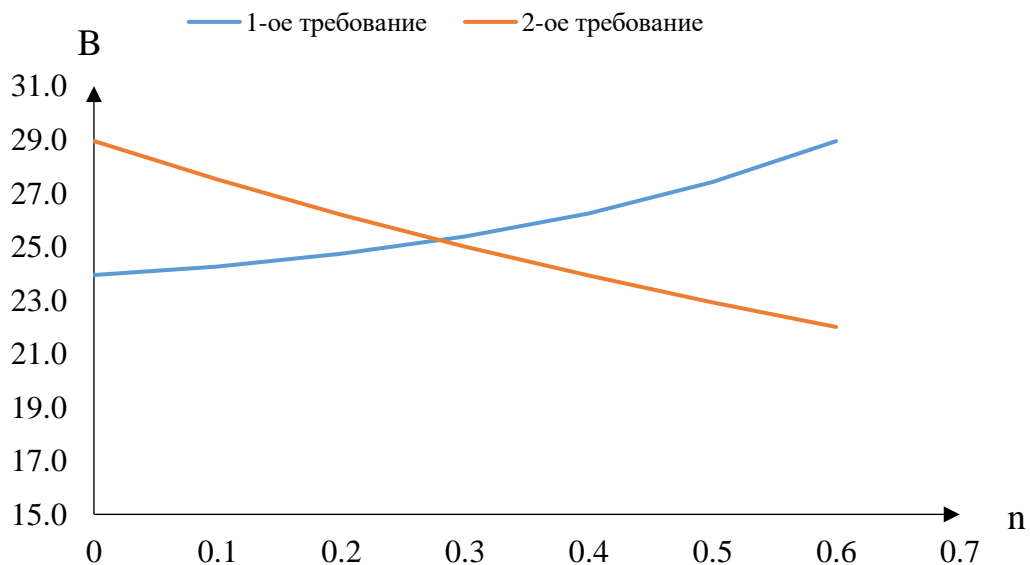


Рисунок 6.2 – Определение ширины подошвы

Графики пересекаются в точке $n = 0,280$, следовательно ширина подошвы плотины равна $B_{\text{п}} = 25$ м, исходя из предварительных расчетов, принимаю ширину подошвы плотины $B_{\text{п}} = 25$ м.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах со скальным основанием 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. Принимаем в водосливной плотине шов, проходящий через бык. Тогда размер секции определим по формуле:

$$l_c = b + \delta_6 = 16 + 4 = 20 \text{ м}; \quad (6.41)$$

6.3.3 Быки

Быки служат опорами для затворов, мостов и стационарных подъемных механизмов, а также для создания водосливных секций,

Форма быков в плане со стороны верхнего бьефа плавная.

Толщина быка равна 4 м. Пазовый перешеек назначаем равным 0,8 м.

Пазы рабочих затворов располагают обычно на линии гребня водослива, ширина паза составляет 1 м. пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устои

Между станционной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой для уменьшения попадания брызг отбрасываемой струи на здание ГЭС.

6.3.5 Галереи

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. Галереи для цементационной завесы и вертикального дренажа принимаются с минимальными размерами, но при этом обеспечивающими транспортирование оборудования и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Ширина галереи – 3м, высота – 3,5м. В теле плотины устроена смотровая галерея шириной 2м, высотой 2,5 м.

6.3.6 Элементы подземного контура плотины

Цементационная завеса необходима для ограничения фильтрационного давления на плотину. Их применяют на скальном основании.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{кр.м}} = \frac{17,47 \cdot 1,25}{15} = 1,45 \text{ м}; \quad (6.42)$$

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

$\Delta H_3 = 17,47 \text{ м}$ – потери напора на завесе;

$J_{кр.м} = 15$ – критический градиент напора на завесе для скальных грунтов.

$$H_{ас} = 0,3 \cdot H_{max} = 0,3 \cdot 29,4 = 8,82 \text{ м}; \quad (6.43)$$

где H_{max} – максимальный напор:

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 330 - 315,1 = 14,9 \text{ м}; \quad (6.44)$$

где $\nabla \text{УНБ}_{min}$ – отметка уровня НБ при $Q_{с.п} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$.

Потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_{max} - H_{ас} = 29,4 - 8,82 = 20,58 \text{ м}; \quad (6.45)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n = (0,10 \div 0,25) \cdot 25 = 2,5 \div 7,5\text{м}; \quad (6.46)$$

где $B_n = 25$ м – ширина подошвы плотины.

Принимаем $l_3 = 3$ м

Глубина цементационной завесы принимаем равной:

$$h_3 = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (330 - 300,89) = 17,47\text{м}; \quad (6.47)$$

Принимаем $h_3 = 17,5$ м.

Дренаж в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 2 м. Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимаем 8 м. Глубина скважин принимается в пределах:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 17,47 = 10,48\text{м}; \quad (6.48)$$

Принимаем $h_{др} = 10,5$ м.

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

6.4.1 Статические расчёты плотины

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю – нормальный расчетный случай при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при пропуске минимального расхода по ВХК).

При сборе нагрузок водосливной плотины, нагрузки собирают на 1 погонный метр длины плотины.

6.4.2 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения плотины определена в программе AutoCad: $S_{пл} = 645,82$ м².

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{434 \cdot 16 \cdot 24}{16 + 4} = 8332 \text{ кН/м}; \quad (6.49)$$

где $S_{пл} = 434$ м² – площадь поперечного сечения плотины;

$b = 16$ м – ширина пролета;

$\delta_б = 4$ м – толщина быка;

$\gamma_б = 2400$ кг/м³ – плотность бетона.

Точка приложения равнодействующей силы $G_{пл}$ также была определена с помощью программы AutoCad:

Вес быка и точка его приложения определена аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{566 \cdot 4 \cdot 24}{16 + 4} = 2716 \text{ кН/м}; \quad (6.50)$$

где $S_6 = 566 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка.

$\delta_6 = 4 \text{ м}$ – толщина быка;

Вес плоского затвора можно определить по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 104^{1,5} \cdot 9,81 = 572 \text{ кН}; \quad (6.51)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\PhiПУ - \nablaГВ + 0,5) \cdot b = (331 - 324 + 0,5) \cdot 16 = 126 \text{ м}^2; \quad (6.52)$$

где b – ширина пролета.

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{572}{16 + 4} = 28,6 \text{ кН/м}; \quad (6.53)$$

6.4.3 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
-со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 33^2}{2} = 5445; \quad (6.54)$$

где $H_B = \nablaНПУ - \nabla\text{под} = 330 - 297 = 33 \text{ м};$

-со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,89^2}{2} = 75,66 \text{ кН/м}; \quad (6.55)$$

где $H_H = \nablaНБ_{min} - \nabla\text{под} = 300,89 - 297 = 3,89.$

6.4.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления при плоской подошве представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до подошвы:

Силу взвешенного давления определяют по формуле:

$$W_{вз} = H_H \cdot B_{под} \cdot \gamma_B = 3,89 \cdot 25 \cdot 10 = 972,5 \text{ кН}; \quad (6.56)$$

6.4.5 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления для скальных оснований может быть построена в соответствии с указаниями СП [2].

Для основного случая:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 330 - 300,89 = 29,1 \text{ м}; \quad (6.57)$$

$$H_{ас} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 29,1 = 11,6 \text{ м}; \quad (6.58)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 29,1 = 5,8 \text{ м}; \quad (6.59)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется с помощью программы AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на плотину:

$$W_{ф} = S_{эп} \cdot \gamma_B = 155 \cdot 10 = 1550 \text{ кН}; \quad (6.60)$$

6.4.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$\begin{aligned} p_H &= \gamma_H h_H \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = \\ &= 9,8 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.61)$$

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

$h_H = 2 \text{ м}$ – толщина слоя наносов;

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

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН/м}; \quad (6.62)$$

Активное давление грунта со стороны верхнего бьефа:

$$\begin{aligned} p'_{A.гр} &= \gamma_H h_H t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot t g^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) = \\ &= 4,97 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.63)$$

где $\varphi_{гр} = 37^\circ$ – угол внутреннего трения грунта, пригруженного наносами.

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

$$\begin{aligned} p''_{A.гр} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (10 \cdot 2 + 18,05 \cdot 2) \cdot \\ &\cdot t g^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) = 13,9 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.64)$$

Удельный вес взвешенного грунта $\gamma_{гр}^{взв}$ равняется:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 28 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 18,05 \text{ кН/м}^3; \quad (6.65)$$

где $\gamma_{гр} = 28 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес сухого грунта;

$n_0 = 0,005$ – пористость сухого грунта;

$\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды.

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов равна площади эпюры:

$$E_{ав} = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{4,97 + 13,9}{2} = 18,8 \text{ кН/м}^3; \quad (6.66)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа:

$$\begin{aligned} p''_{П.гр} &= (\gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) t g^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 18,05 \cdot 2 \cdot t g^2 \left(45 + \frac{37}{2} \right) = \\ &= 145,22 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.67)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта равна площади эпюры:

$$E_{пас} = S_{эп} = \frac{p_{гр} \cdot h_{гр}}{2} = \frac{145,22 \cdot 2}{2} = 145,22 \text{ кН/м}^3; \quad (6.68)$$

6.4.7 Волновое давление

Равнодействующая сила волнового давления при основном расчетном случае может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5\rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,34 \cdot \left(\frac{10}{\pi} + \frac{0,56}{2} \right) = \\ &= 227,9 \text{ кН}; \end{aligned} \quad (6.69)$$

где $h_{1\%} = 1,34 \text{ м}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda} = 10 \text{ м}$ – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{\pi \cdot 1,34^2}{10} = 0,56 \text{ м}; \quad (6.70)$$

Линия действия равнодействующей силы волнового давления находится ниже отметки НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,34 = 1,1 \text{ м}; \quad (6.71)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%}$ над НПУ, а другая не ниже $8h_{1\%}$ НПУ.

6.5 Расчёт прочности плотины

Оценка прочности плотины произведена по методу предельных состояний первой группы (по непригодности эксплуатации).

Расчёт плотины будем вести с учётом противодействия только по контакту бетона с основанием без учёта температурных воздействий. В результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Оценка общей прочности плотины производится в сечении на уровне её подошвы.

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

Для удобства расчёта составлена таблица 6.2, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил определены с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обознач.силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВБ}$	1,00	→	5445,00	11	11,00
$T_{НБ}$	1,00	←	162,45	-1,65	-1,65
$G_{пл}$	0,95	↓	8332,80	-5,4	-5,40
$G_б$	0,95	↓	2716,80	-6,3	-6,30
$W_{вз}$	1,00	↑	972,50	0	0,00
W_ϕ	1,00	↑	1550,00	8,43	8,43
E_H	1,20	→	9,80	3,33	3,33
$E_{пас}$	0,80	←	145,22	-0,65	-0,65
$W_{волн}$	1,00	→	227,90	48,9	48,90
$q_з$	0,90	↓	30,00	-8,685	-8,69
E_a	1,00	→	18,87	1,115	1,12

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.) выполняют по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6\sum M}{B_n^2} = -\frac{8001,6}{25} + \frac{6 \cdot 24728}{25^2} = -82,7 \text{ кН/м}^2; \quad (6.72)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B_n – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -82,7 \cdot 0^2 - 10 \cdot 33 \cdot (1 - 0^2) = -330 \text{ кН/м}^2. \quad (6.73)$$

где $H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 330 - 297 = 33\text{м}$ – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = tg\alpha_1;$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью.

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $tg\alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (10 \cdot 33 - 82,7) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (6.74)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -82,7 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 33 \cdot 0^2 = -82,7 \text{ кН/м}^2; \quad (6.75)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 33 = -330 \text{ кН/м}^2; \quad (6.76)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6\sum M}{B_n^2} = -\frac{8001,6}{25} - \frac{6 \cdot 24728}{25^2} = -557,5 \text{ кН/м}^2; \quad (6.77)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -557,5 \cdot 0,8^2 - 10 \cdot 3,89 \cdot (1 - 0,8^2) = -370,8 \text{ кН/м}^2; \quad (6.78)$$

где $H_d^t = 3,89$ м – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;
 $m_t = tg \alpha_2 = tg 39^\circ = 0,8$;
 $\alpha_2 = 39^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,89 + (-557,5)) \cdot 0,8 = 414,8 \text{ кН/м}^2; \quad (6.79)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = 557,5 \cdot (1 + 0,8^2) + 10 \cdot 3,89 \cdot 0,8^2 = -889,3 \text{ кН/м}^2; \quad (6.80)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t - 10 \cdot 3,89 = -38,9 \text{ кН/м}^2; \quad (6.81)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верхней и низовой граней, кН/м^2 ;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верхней и низовой граней, кН/м^2 ;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно, у верхней и низовой граней плотины, кН/м^2 ;

σ_c^u – нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верхней грани, кН/м^2 ;

N – нормальная сила, равная сумме проекции на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

B_d – ширина подошвы;

m_u, m_t – заложение верхней и низовой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u, H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефа;

δ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

α – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью;

Полученные напряжения сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения в горизонтальном сечении плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кН/м ²	Напряжение	кН/м ²
σ_y^u	-82,6	σ_y^t	-557,5
σ_x^u	-330	σ_x^t	-370,8
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	414,8
σ_1^u	-82,6	σ_1^t	-38,9
σ_3^u	-330	σ_3^t	-889,3

6.5.1 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение следующих условий:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b; \quad (6.82)$$

где $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ – расчетное сопротивление бетона сжатию (марка В5);

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условия работы;

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-889,3| \leq 0,9 \cdot 2800 ;$$

$$1235,18 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2 .$$

Таким образом, величина главного напряжения и прочность бетона класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями, удовлетворяют приведенному выше условию.

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.83)$$

$$-86,2 < 0;$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u; \quad (6.84)$$

$$|-131,1| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 33;$$

$$82,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 82,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6. Расчёт устойчивости плотины

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

Для определения условия устойчивости при поступательной форме сдвига необходимо определить расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$\begin{aligned} R &= (G_6 + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_3) \cdot \text{tg}\varphi + E_n \cdot \gamma'_c + c \cdot B_n = \\ &= (2581 + 7916 - 972,5 - 1550 + 27) \cdot 0,7 + 11,76 \cdot 0,7 + 100 \cdot \\ &\cdot 25 = 8109 \text{кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.85)$$

где $\varphi = 35^\circ$ – угол внутреннего трения для грунта скального основания;

$\gamma'_c = 0,7$ – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;

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

$\omega = B_n \cdot 1 = 25 \text{м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_{\text{вб}} - T_{\text{нб}} + W_{\text{волн}} + E_n + E_a = \\ &= 5445 - 75,66 + 227,9 + 11,76 + 22,64 = 5631,64 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \end{aligned} \quad (6.86)$$

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

$$\frac{\gamma_c \cdot R}{\gamma_{lc} \cdot F} \geq \gamma_n; \quad (6.87)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;
 $\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;
 $\gamma_c = 0,95$ – коэффициент условий работы.

$$\frac{8109,3 \cdot 0,95}{5631,6 \cdot 1} \geq 1,25;$$

$$1,29 > 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Мероприятие по охране окружающей среды в зоне влияния Индигирского ГУ, охрана труда и противопожарная безопасность

7.1 Охрана окружающей среды

Республика Саха (Якутия) занимает пятую часть Российской Федерации. В этих бескрайних пространствах, покрытых девственными лесами и тундрой, обитают 64 вида млекопитающих и 280 видов птиц, многие из них - редкие или исчезающие.

В районе Арктического побережья гнездятся и проводят лето до 2000 стерхов.

Сегодня в мире существует 15 видов журавлей. Семь из них обитают в России, шесть из семи - в Якутии. Эти прекрасные птицы преодолевают тысячи километров, чтобы на земле вечной мерзлоты произвести свое потомство. Так что наша республика с полным правом может называться журавлиной державой.

На территории Якутии находятся 2 заповедника, 4 национальных природных парка и более 100 ресурсных резерватов. Общая площадь особо охраняемых природных территорий равна 646108,9 кв. км, или 21 % территории Якутии.

Первые ресурсные резерваты были созданы в Горном и Хангаласском улусах.

Крупнейшим заповедником является "Усть-Ленский" в Булунском улусе, его площадь равна 14330 кв.км. Заповедник был создан в 1986 году в целях

сохранения и восстановления численности малого лебедя и гусей, а также дикого северного оленя и моржа. Олекминский заповедник находится на юге Республики Саха (Якутия)

Национальный природный парк - "Ленские столбы" (1995 г) расположен на территории Хангаласского улуса и состоит из двух изолированных участков, примыкающих к левому и правому берегам реки Лены, на которых распространены многочисленные останцы разрешения коренных пород, образующие "арки", "башни", "колоннады", "соборы" и другие причудливые формы.

Другим уникальным памятником природы являются дюны - тукаланы. Очень странно видеть среди якутской тайги природные образования, напоминающие самую настоящую пустыню. Они по праву считаются "экзотикой якутской природы". Наиболее крупная из них - Самыс Кумага. В разные годы на территории парка проводились археологические и геологические исследования. На участках Курунгнах и Кюэх - Хайя найдены останки мамонтов, бизонов. На правом берегу Лены в 1983-1984 годах открыта уникальная древнепалеологическая стоянка Дириг - Юрях.

Национальный парк хранит и другие раритеты. На скалах в большом количестве обнаружены писаницы, выполненные краской древних жителей этих мест. Встречаются надписи древнетюркского рунического письма и наскальные рисунки.

Основная его задача состоит в защите восточной популяции сибирского белого журавля - стерха, исчезающей птицы мира.

Воздействие Индигирской ГЭС на окружающую среду будет оказываться как в период строительства, так и в период дальнейшей эксплуатации станции.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с проведением различных видов строительных работ, передвижением автотранспорта, организацией инженерных коммуникаций, отвалов, ЛЭП, жилых поселков и прочее. Также воздействие будет вызвано выполнением работ по основным сооружениям гидроузла, с подготовкой ложа водохранилища и выполнением защитных сооружений, включая берегоукрепление, с возведением дамб, с поэтапным заполнением водохранилища.

Поэтому к наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Индигирской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с этим изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

– образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

– переселение населения из зоны затопления.

Природоохранные мероприятия можно разбить на три группы:

- 1) Мероприятия по подготовке зоны водохранилища;
- 2) Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища;
- 3) Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации.

7.2 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища

Проектируемая Индигирская ГЭС расположена на территории Республики Якутия. В прилежащих к месту строительства гидроэлектростанции районах находятся посёлки Соболах, Усть-Нера.

Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 93 км². На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты.

Следует отметить, что государственные природные заповедники не попадают в зону затопления.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

Согласно СП 1.07.1985 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

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

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;

- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.3 Водоохранная зона

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

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны.

В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

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

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

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

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий планируются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации

В период эксплуатации Индигирского 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.

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

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

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;
- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

– при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

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

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

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

– системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

– сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;

– очистные сооружения и устройства;

– противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

– контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

В связи с тем, что на расстоянии 6 км от ГЭС находится населенный пункт, г. Чемал, 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 проведение дополнительных мероприятий по не ухудшению качества воды реки Катунь от сбросов Индигирской ГЭС ниже по течению реки.

Стоит учесть, что перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения флоры и фауны, различных памятников и достопримечательностей, имеющих на территории строительства Индигирской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей среде необходимо проведение комплексного мониторинга зоны строительства ГЭС для тщательной разработки природоохранных мероприятий.

7.5 Безопасность гидротехнических сооружений

Индигирская ГЭС согласно проекту относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из

важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Вся ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Индигирской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» собственник ГЭС разрабатывает Декларацию. Декларация безопасности, в которой обосновывается безопасность ГЭС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.6 Требования по охране труда и техники безопасности

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет ее технический руководитель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Индигирской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

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

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда. Все работники станции должны при исполнении

своих служебных обязанностей должны руководствоваться должностными инструкциями.

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

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

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

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

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

Электроустановки Индигирской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены.

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Индигирской 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.

7.7 Пожарная безопасность

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;

- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность.

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

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности, 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.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Индигирской ГЭС должны быть предусмотрены специальные меры:

- специальные места для курения расположены в наиболее выгодных позициях;
- во всех помещениях, складах, зданиях должны быть установлены датчики, реагирующие на задымление и повышение температуры;
- во всех необходимых местах установлены огнетушители.

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

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренажные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла.

Таким образом, для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Индигирской ГЭС будет предусмотрена система автоматического пожаротушения.

8 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости ;
- себестоимость электроэнергии ;
- величина чистого дисконтированного дохода ;
- внутренняя норма доходности .

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

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

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	175,56	300,96	300,96	300,96	300,96
Число часов использования установленной мощности	Часы	4666	4666	4666	4666	4666
Выработка электроэнергии	МВт·ч	819162	1404279	1404279	1404279	1404279
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1

Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	8191,6	14042,8	14042,8	14042,8	14042,8
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1092331	1191633	1191633	1191633	1191633
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1190	1222,7	1255,3	1287,8	1320,2
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1299,87	1457,01	1495,86	1534,58	1573,19
НДС к выручке	млн.руб	216,65	242,83	249,31	255,76	262,20

Вывод: Согласно таблице 8.1 рост выручки за исследуемый период произошёл за счет изменения тарифа на электроэнергию, при этом объемы реализации не изменились.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «Рус Гидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии. Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255	114,84
Прочие	274	123,30
Итого по ГЭС	529,2	238,14

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.2.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14

Расчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/МВт	40,74
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/МВт·ч	2,85
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/МВт·ч	0,83
Итого		44,42

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 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	125,8	125,8	125,8	125,8	125,8
Расходы на страхование, млн.руб.	58,32	58,32	58,32	58,32	58,32
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	159,27	159,27	159,27	159,27	159,27
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	44,42	44,42	44,42	44,42	44,42
Налог на воду, млн.руб.	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48
Итого, млн.руб.	403,94	403,94	403,94	403,94	403,94

Вывод: Рост затрат по гидроузлу в исследуемый период происходит из-за увеличения расходов на амортизационные отчисления. Также происходит рост расходов на ремонт производственных фондов и страхование.

Наибольшими затратами из вышепредставленных являются эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления.

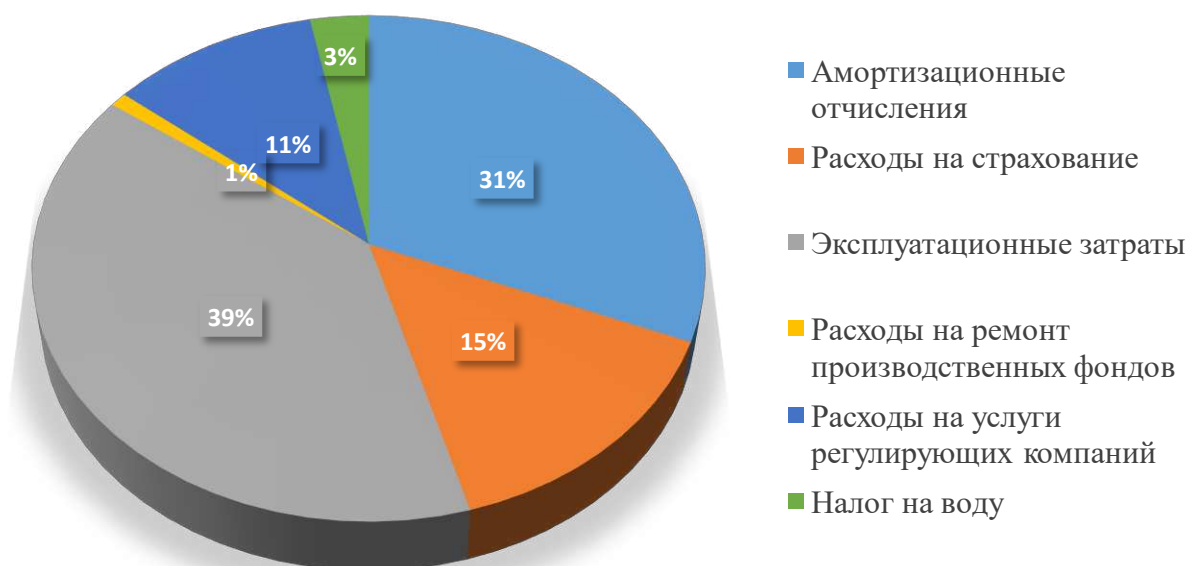


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: Анализируя диаграмму делаем вывод, что большую часть затрат составляют эксплуатационные расходы отчисления.

8.2 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 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	445,9	460,7	475,0	488,5	464,4
НДС, млн.руб.	287,4	524,8	538,6	551,5	234,6
Взносы в социальные фонды,	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
Налог на имущество, млн.руб.	124,6	121,8	119,1	116,3	249,2
Итого, млн.руб.	874,7	1124,0	1149,4	1173,1	964,9

Вывод: при возрастании года реализации проекта происходит повышение налогов, что в свою очередь негативно сказывается как на развитие проекта, так и на потребителях электроэнергии

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта
--------------	------------------------

	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	2407,23	2499,93	2558,71	2629,69	2698,58
Текущие расходы, млн.руб.	403,94	403,94	403,94	403,94	405,76
ЕВИТДА (Валовая прибыль),	2394,75	2487,45	2546,24	2617,21	2686,09
ЕВИТ(прибыль от	2089,44	2184,91	2246,47	2320,21	2391,86
Скорректированный налог	417,89	436,98	449,29	464,04	478,372
НОРАТ (чистая прибыль),	1671,55	1747,93	1797,17	1856,17	1913,49
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Изменение суммы прибыли/убытков по проекту представлено на рисунке 8.2.

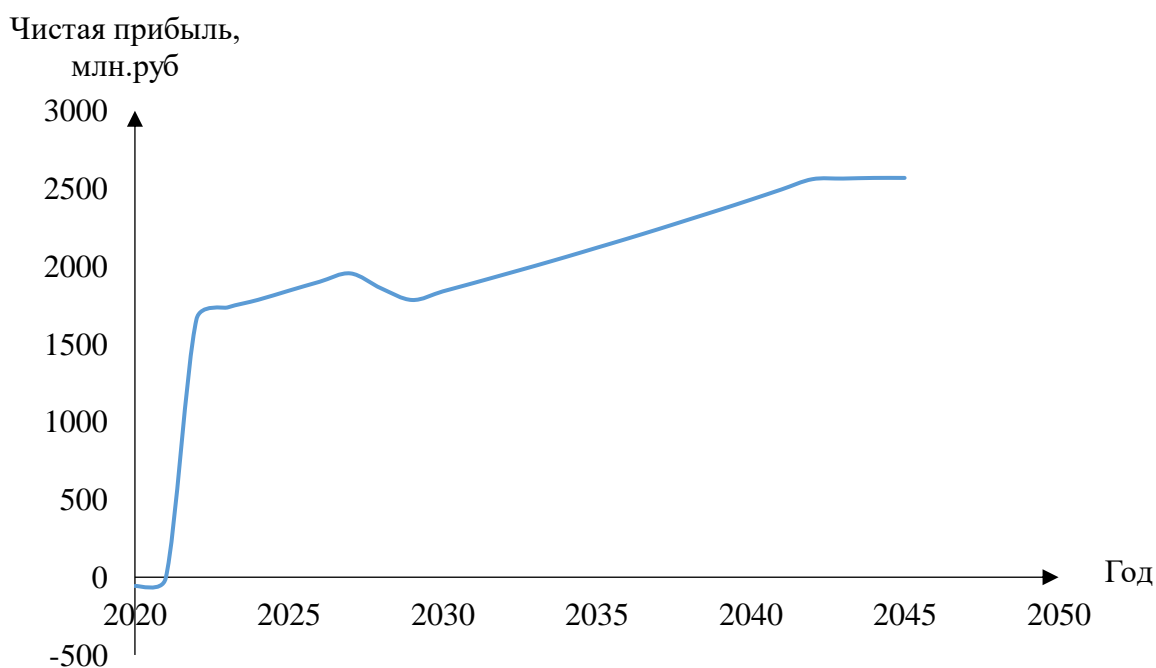


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

Вывод: по результатам расчета чистой прибыли (рисунок 8.2) сделан вывод, что проект в 1 квартале 2021 года выходит на положительную прибыль и увеличивает свою экономическую эффективность.

График Cash-Flow с указанием этапов строительства и установки энергетического оборудования представлен на рисунке 8.3.

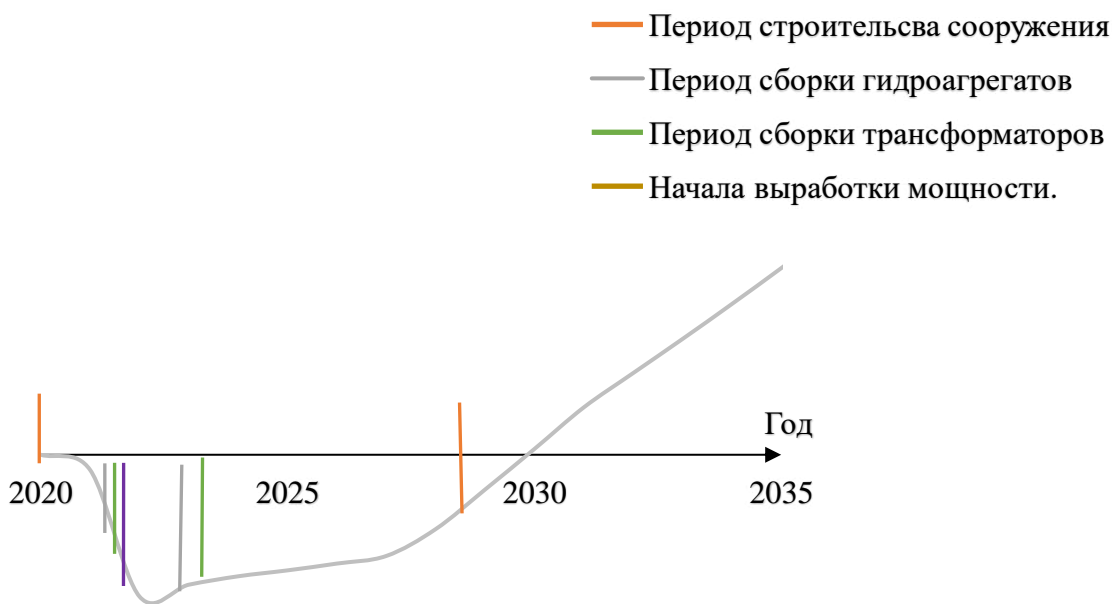


Рисунок-8.3 График Cash-Flow с указанием этапов строительства и установки энергетического оборудования

Вывод: строительный период составляет чуть больше 8 лет. Особенность графика связана с особенностью строительства средней ГЭС в труднодоступных районах (высокие удельные капиталовложения, большое время строительства), а также высокие налоги приводят к снижению прибыли, что также оказывает негативное влияние.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.6 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости;
4. И т.д.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Индигирской ГЭС составляет 50 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Индигирской ГЭС на реке Индигирка»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	129
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	7,2

Продолжение таблицы 8.8

Наименование	Значение
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,1
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,58
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,28
Удельные капиталовложения, руб/Квт	68039,9

Вывод: проект Индигирской ГЭС на реке Индигирка является прибыльным, так как индекс прибыльности равен 1,1.

8.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.Рублей	13,96	17,79	407,96	461,27	761,51

В региональный бюджет, млн.Рублей	0,08	74,74	130,94	128,17	125,40
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	14,04	92,53	538,89	589,44	886,91

Вывод: В состав федерального бюджета поступают налоги НДС, налог на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды. В региональный налог на имущество и налог на страхования от несчастных случаев.

8.9 Анализ чувствительности

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- 1) Ставки налогов;
- 2) Цена сбыта;
- 3) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

График Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов предоставлен на рисунке 8.4. График изменения PI в зависимости от цены сбыта предоставлен на рисунке 8.5. График изменения PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования предоставлен на рисунке 8.6.

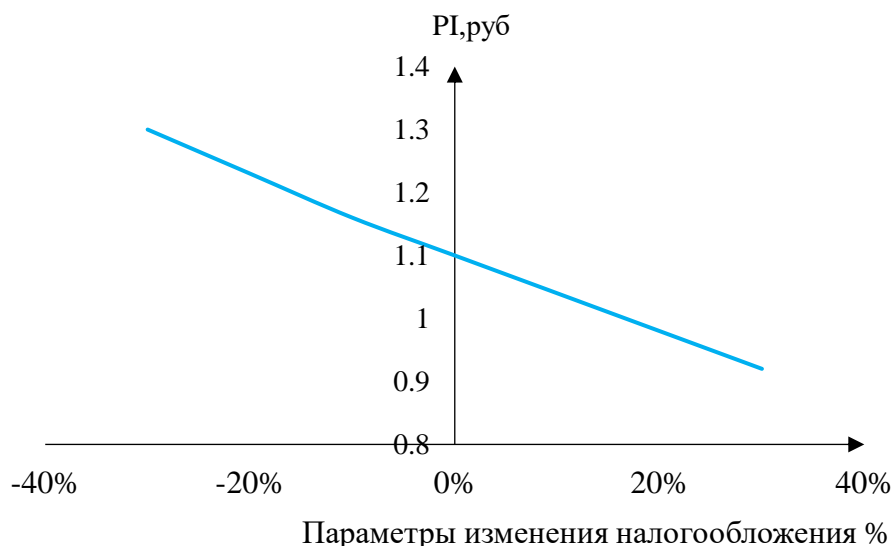


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI, но при данном анализе показатель PI не опускается ниже 0,9 и изменяется в небольших пределах от 1,3 до 0,92.

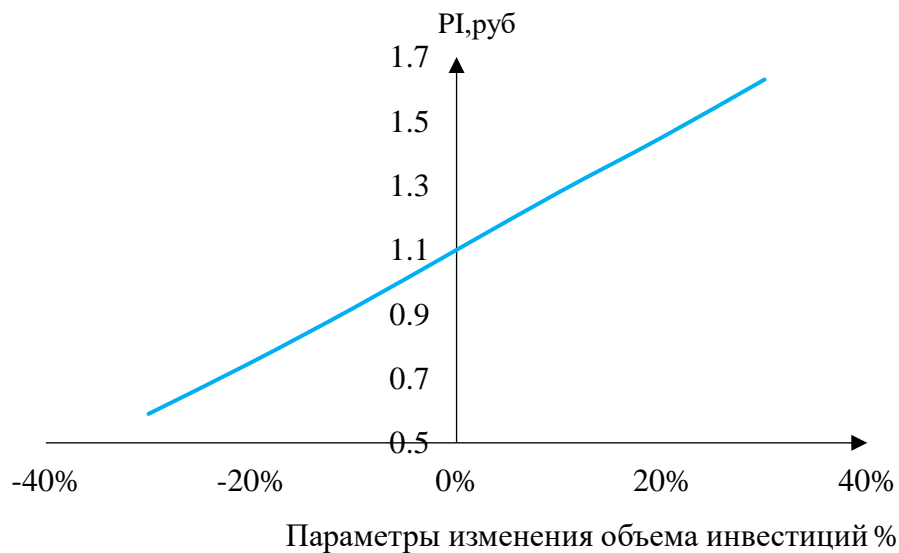


Рисунок 8.5 – Индекс PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: увеличение цены сбыта приводит к увеличению PI в пределах от 0,65 до 1,67.

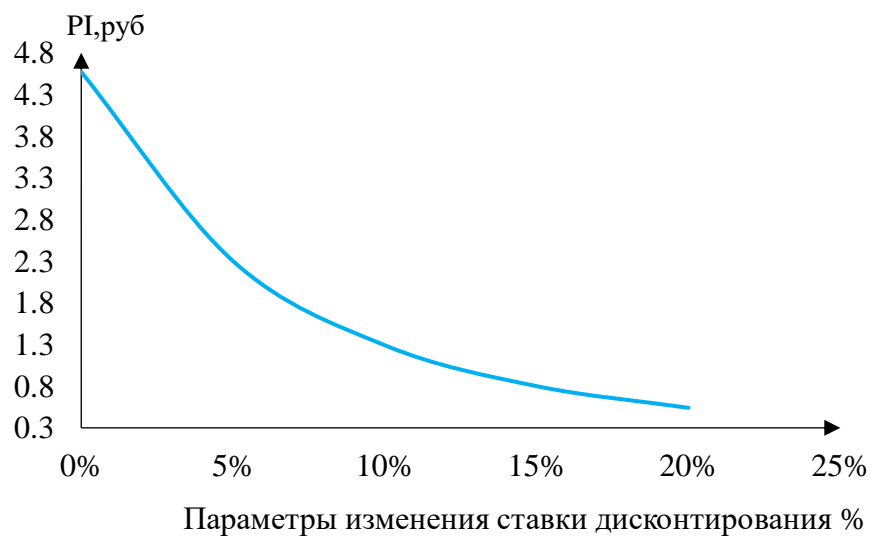


Рисунок 8.6 – Индекс PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: При увеличении ставки дисконтирования происходит уменьшение величины PI.

Таким образом проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- 1) Увеличение ставки дисконтирования;
- 2) Уменьшение цены сбыта продукции.

9 Системы измерений, системы связи с РДУ СО, системы технологической информации

9.1 Назначение, состав и функции системы

Для управления технологическими режимами работы объектов ЕЭС России в реальном времени и обеспечения единства и эффективной работы технологических механизмов оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности Системному оператору требуются система измерений, отображения технологической информации, данные о состоянии коммутационного оборудования, каналы связи со всех управляемых объектов. Эту задачу выполняет система обмена технологической информацией (СОТИ АССО).

СОТИ АССО — система обмена технологической информацией с Автоматизированной системой Системного оператора (АССО). Предназначена для:

- Получение своевременной и достоверной информации с технологических объектов;
- Снижение трудоемкости управления технологическими процессами;
- Повышение точности и оперативности измерения текущих значений технологических параметров (токов, напряжений, активной и реактивной мощностей и др.);
- Ведение протокола текущих и аварийных событий;
- Контроль работоспособности каналов связи;
- Оптимизация режимов работы технологических объектов.

СОТИ АССО также реализовывает функции управления основным электротехническим оборудованием. Управление указанным оборудованием обеспечивается путем ретрансляции и выполнения (реализации) инициализируемых с сервера СОТИ АССО команд телеуправления, а

управление с АССО должно обеспечиваться через сервер СОТИ АССО и через оборудование средств связи, командами телеуправления.

Ядром системы СОТИ АССО являются программируемые логические контроллеры реального времени промышленного исполнения. Контроллеры сбора и обработки информации с нижнего уровня осуществляют сбор телеинформации с нижнего уровня с требуемой периодичностью (1 раз в секунду). Также они выполняют следующие функции: самодиагностику, диагностику каналов связи и устройств нижнего уровня выбор данных с исправного канала или от источника данных при возникновении неисправности на одном из каналов или источнике данных, первичную обработку данных, проставление сигналам признаков качества (достоверности, замещения и др). синхронизацию времени с GPS/ГЛОНАСС-приемником и проставление сигналам меток единого времени, прием и передачу данных в SCADA-систему, выбор данных для передачи в Автоматизированную систему Системного оператора и их передачу в ПЛК связи с СО.

Основной и резервный маршрутизаторы связи осуществляют информационный обмен с Автоматизированной системой Системного оператора по протоколам МЭК 60870-5-101 /104 в соответствии с утвержденным формуляром информационного обмена и с требуемой периодичностью (1 раз в секунду). При наличии необходимых вычислительных мощностей и свободных портов ввода вывода эту функцию могут выполнять также контроллеры сбора и обработки информации. Контроллеры связи СО выполняют также: самодиагностику: диагностику каналов связи с АССО, передачу данных о состоянии оборудования в SCADA-систему.

И контроллеры сбора и обработки информации, и контроллеры связи с СО для обеспечения резервирования устанавливаются попарно. Контроллеры в каждой паре работают параллельно, контролируя работоспособность и резервируя друг друга и предоставляя возможность горячей замены или проведения сервисного обслуживания без необходимости остановки работы всей системы.

Источниками данных нижнего уровня может являться различное оборудование любых производителей: от аналоговых и дискретных датчиков, многофункциональных измерительных приборов (МИП) и до полномасштабных существующих АСУ ТП.

Серверы, промышленного исполнения, под управлением серверной операционной системы семейства Windows, обеспечивают работу SCADA-системы, а также служат для установки прикладного программного обеспечения. Для обеспечения резервирования серверы устанавливаются парой.

Основными функции SCADA-системы являются: считывание данных с контроллеров сбора и обработки информации и их архивирование, отображение информации о ходе технологического процесса на экране монитора, аварийная сигнализация и генерация отчетов. SCADA -система может поставляться как в составе СОТИ АССО , так и использоваться уже имеющаяся и используемая на объекте. В последнем случае информационный обмен между ПЛК и SCADA-

системой настраивается с использованием одного из стандартных протоколов, поддерживаемых обеими сторонами.

Локальная вычислительная сеть СОТИ АССО (технологическая ЛВС) строится на основе ВОЛС, витой медной пары, оптических медиаконвертеров и промышленных коммутаторов и маршрутизаторов. Все каналы связи в технологической ЛВС, в том числе каналы связи с источниками данных и с АССО, выполняются дублированными для обеспечения резервирования.

9.2 Требования к СОТИ АССО

Технические требования к информационному обмену:

- Тип каналов — цифровые, с резервированием по разным трассам;
- Скорость передачи не менее 9,6 Кбит /с;
- Время постоянного запаздывания не более 0,1 с;
- Протокол передачи данных - TCP/IP;
- Аналоговые каналы подлежат сертификации и лицензированию СО;
- Коэффициент готовности не ниже 99.9 %, а время восстановления - не более 5 мин;
- Обеспечение балансного режима передачи;
- Использование процедуры «S1» (передача данных без подтверждения) для передачи данных о величинах и сигналах;
- Обеспечение регулируемой величины межкадрового промежутка не менее 20 мс.

Объем телеинформации должен обеспечивать адекватность (наблюдаемость) энергообъекта, а также оперативный контроль и регистрацию необходимых параметров.

Формирование значения описателя качества для всех применяемых типов данных должно соответствовать стандарту ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 пп. 7.2.6.1, 7.2.6.3.

Типовой состав телеинформации, передаваемой с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры ОАО “СО ЭЭС” представлен в приложении к письму ОАО “СО ЭЭС” от 14.04.2016 №СШГЭС/95-17/1454

Телеинформация содержит:

1. Телеизмерения параметров режима электрической сети и генерирующих источников;
2. Положение коммутационных аппаратов главной электрической схемы энергообъекта (включая разъединители), сигналы от устройств фиксации коммутационного состояния элементов сети, состояние элементов вторичной коммутации на энергообъектах.

9.3 Состав технологической информации, передаваемой с Индигирской ГЭС в Якутское РДУ

В соответствии с приложением к письму ОАО “СО ЭЭС” был составлен список телеизмерений и телесигнализации, которые обмениваются информацией с Автоматизированной системой Системного оператора по протоколам МЭК 60870-5-101/104 с требуемой периодичностью (1 раз в секунду) согласно утвержденным требованиям информационного обмена.

Передаваемая в Якутское РДУ ТИ и ТС состоит из 134 точек телеизмерений и 110 точек сигнализации.

Состав телеинформации представлен в таблице 1-2 приложения Д.

9.4 Расчет требуемой пропускной способности канала для передачи ТИ и ТС

С целью верной и оперативной передачи технологической информации в Якутское РДУ выполнен расчет требуемой пропускной способности канала для обмена информацией по протоколу МЭК 870-5-104.

Передача данных по МЭК 870-5-104 осуществляется в виде передачи отдельных кадров. Деление на кадры массивов данных более 256 байт происходит на прикладном уровне. Каждый кадр содержит целое число элементов. При передаче последнего кадра в байте управления ставится признак последнего кадра.

9.4.1 Расчет пропускной способности канала связи для передачи телесигнализации (ТС)

По МЭК 870-5-104 передача телесигнализации осуществляется в виде блока данных, имеющего следующую структуру (Таблица 9.1)

Таблица 9.1 – Структура блока данных телесигнализации

Содержание	Размер поля(в байтах)
Адрес объекта информации	2
Элемент информации(с описателем качества)	1
Время	7
Кадр ТСР/Р	14

В данном кадре (блоке данных) передается последовательность объектов информации ТС с фиксацией времени изменения (с меткой времени).

Описание полей блока данных:

- Адрес объекта информации ($A_{\text{объекта}}$) - служит в качестве идентификатора, определяющего уникальный адрес для каждого ТС;
- Элемент информации ($V_{\text{ТС}}$) – определяет значение ТС (включен/выключен);
- Описатель качества - определяет состояние ТС в момент передачи, например, при обрыве цепи соответствующий бит устанавливается в 1 (состояние неисправности);

– Время (T) – метка времени, соответствующая возникновению события (изменению состояния ТС);

– Кадр TSP/IP - служебный кадр стека TSP/IP.

Таким образом, длина пакета для единичного ТС рассчитывается следующим образом:

$$L_{1\text{ТС}} = A_{\text{объекта}} + V_{\text{ТС}} + T + K_{\text{tcp/ip}}; \quad (9.1)$$

$$L_{1\text{ТС}} = 2 + 1 + 7 + 14 = 26 \text{ байт};$$

Алгоритм расчета для определения величины пропускной способности для ТС состоит из следующих этапов:

1 этап. Расчет количества байт для передачи телесигнализации:

$$Q_{\text{байт}} = Q_{\text{ТС}} \cdot L_{1\text{ТС}}; \quad (9.2)$$

где $Q_{\text{ТС}}$ – общее количество ТС;

$L_{1\text{ТС}}$ – длина пакета для единичного ТС;

$Q_{\text{байт}}$ – количество байт для передачи.

ТС коммутационных аппаратов берется из таблицы переданных телесигналов в Якутское РДУ $Q_{\text{ТС}} = 110$.

$$Q_{\text{байт}} = 110 \cdot 24 = 2660 \text{ байт};$$

2 этап. Расчет числа циклов передачи (количество кадров) при 256 полезных байтах в теле кадра ASDU:

$$Q_{\text{циклов}} = \frac{Q_{\text{байт}}}{L_{\text{об.инф}}}; \quad (9.3)$$

где $Q_{\text{циклов}}$ – количество циклов передачи при 256 полезных байтах в теле кадра;

$L_{\text{об.инф}}$ – длина полезного тела кадра.

$$Q_{\text{циклов}} = \frac{2660}{256} = 10,39;$$

3 этап. Расчет общего количества байт на передачу при общей длине передаваемого пакета МЭК 870-5-104 в 256 байт:

$$Q_{\text{сумм.байт}} = Q_{\text{циклов}} \cdot \sum L_{\text{пакета}}; \quad (9.4)$$

$$Q_{\text{сумм.байт}} = 7 \cdot 256 = 1792 \text{ байт};$$

4 этап. Расчет общего количества бит на передачу с учетом служебных бит TCP/IP:

$$Q_{\text{сумм.бит}} = Q_{\text{сумм.байт}} \cdot 11; \quad (9.5)$$

$$Q_{\text{сумм.бит}} = 1792 \cdot 11 = 19712 \text{ бит};$$

5 этап. Расчет пропускной способности канала для телесигнализации:

$$V_{\text{ТС}} = \frac{Q_{\text{сумм.бит}}}{T_{\text{время.передачи}}}; \quad (9.6)$$

где $V_{\text{ТС}}$ - пропускная способность канала для телесигнализации;

$T_{\text{время.передачи}}$ - время передачи телесигнализации (1 секунда в соответствии с утвержденным формуляром передачи технологической информации по каналам связи).

$$V_{\text{ТС}} = \frac{19712}{1} = 19712 \frac{\text{бит}}{\text{с}};$$

9.4.2 Расчет пропускной способности канала связи для передачи телеизмерений(ТИ)

По МЭК 870-5-104 передача телеизмерений осуществляется в виде блока данных, имеющего следующую структуру (Таблица 9.2).

Таблица 9.2 –Блок данных передачи телеизмерений

Содержание	Размер поля (в битах)
Адрес объекта информации	2
Элемент информации	4
Е Мантисса	
S порядок	
Описатель качества	1
Время	7
Кадр TCP/IP	14

В данном блоке данных передается последовательность объектов информации. Каждый объект состоит из одной измеряемой величины, которая имеет масштабированное значение – короткий формат с плавающей запятой и с меткой времени 7 байт.

Описание полей блока:

– Адрес объекта информации ($A_{\text{объекта}}$) - служит в качестве идентификатора, определяющего уникальный адрес для каждого ТИ;

- Элемент информации ($V_{\text{ТИ}}$) – определяет значение ТИ (масштабированная величина в вещественном формате);
- Описатель качества ($D_{\text{кач}}$)- определяет текущее состояние ТИ, например контроль по величине отклонения от установленного значения, обрыв канала, либо контроль по интервалу времени изменения;
- Время (T) – метка времени, соответствующая возникновению события(изменению состояния ТИ);
- Кадр ТСР/IP ($K_{\text{ТСР/IP}}$)- служебный кадр ТСР/IP.

Таким образом, длина пакета для единичного ТИ:

$$L_{1\text{ТИ}} = A_{\text{объекта}} + V_{\text{ТИ}} + D_{\text{кач}} + T + K_{\text{tcp/ip}}; \quad (9.7)$$

$$L_{1\text{ТИ}} = 2 + 4 + 1 + 7 + 14 = 28 \text{ байт};$$

Алгоритм расчета для определения величины пропускной способности для ТИ состоит из следующих этапов:

1 этап. Расчет количества байт для передачи телеизмерений:

$$Q_{\text{байт}} = Q_{\text{ТС}} \cdot L_{1\text{ТИ}}; \quad (9.8)$$

где $Q_{\text{ТС}}$ – общее количество передаваемых ТИ;

$L_{1\text{ТС}}$ – длина пакета для единичного ТИ;

$Q_{\text{байт}}$ - количество байт для передачи.

ТС коммутационных аппаратов берется из таблицы переданных телесигналов в Якутское РДУ $Q_{\text{ТС}} = 134$.

$$Q_{\text{байт}} = 134 \cdot 28 = 3752 \text{ байт};$$

2 этап. Расчет числа циклов передачи (количество кадров) при 256 полезных байтах в теле кадра ASDU:

$$Q_{\text{циклов}} = \frac{Q_{\text{байт}}}{L_{\text{об.инф}}}; \quad (9.9)$$

где $Q_{\text{циклов}}$ - количество циклов передачи при 256 полезных байтах в теле кадра;

$L_{\text{об.инф}}$ - длина полезного тела кадра.

$$Q_{\text{циклов}} = \frac{3752}{256} = 14,66;$$

3 этап. Расчет общего количества байт на передачу при общей длине передаваемого пакета МЭК 870-5-104 в 256 байт:

$$Q_{\text{сумм.байт}} = Q_{\text{циклов}} \cdot \sum L_{\text{пакета}} ; \quad (9.10)$$

$$Q_{\text{сумм.байт}} = 15 \cdot 256 = 3840 \text{ байт};$$

4 этап. Расчет общего количества бит на передачу с учетом служебных бит ТСР/IP:

$$Q_{\text{сумм.бит}} = Q_{\text{сумм.байт}} \cdot 8; \quad (9.11)$$

$$Q_{\text{сумм.бит}} = 3840 \cdot 8 = 30720 \text{ бит};$$

5 этап. Расчет пропускной способности канала для телесигнализации:

$$V_{\text{ТС}} = \frac{Q_{\text{сумм.бит}}}{T_{\text{время.передачи}}}; \quad (9.12)$$

где $V_{\text{ТС}}$ - пропускная способность канала для телесигнализации;

$T_{\text{время.передачи}}$ - время передачи телесигнализации (1 секунда в соответствии с утвержденным формуляром передачи технологической информации по каналам связи).

$$V_{\text{ТС}} = \frac{30720}{1} = 30720 \frac{\text{бит}}{\text{с}};$$

9.4.3 Суммарная оценка пропускной способности канала связи для телемеханики по протоколу МЭК 870-5-104

Суммарная оценка пропускной способности канала связи между “Индибирская ГЭС” и АО “СО ЕЭС” Якутское РДУ по протоколу МЭК 870-5-104 рассчитывается следующим образом:

$$\sum \text{передача данных} = (V_{\text{ТС}} + V_{\text{ТИ}}) \cdot K_{\text{потерь}}; \quad (9.13)$$

где $K_{\text{потерь}}$ – 1,2 – коэффициент, учитывающий возможные ошибки между системой телемеханики и Филиалом АО “СО ЕЭС” Якутское РДУ.

$$\sum \text{передача данных} = (19712 + 30720) \cdot 1,2 = 60518 \frac{\text{бит}}{\text{с}} = 60 \frac{\text{кбит}}{\text{с}};$$

Таким образом, для принятых двух цифровых каналов связи (основного и резервного) между Индибирская ГЭС” и АО “СО ЕЭС” Якутское РДУ должна иметь пропускную способность по 64 кбит/с, чтобы полностью удовлетворить требования к передаче ТИ и ТС.

9.5 Безотказность

Безотказность определяется как способность аппаратуры или системы выполнять предназначенные функции при заданных условиях за определенный период времени. Это вероятностная оценка, основанная на данных об отказах и длительности рабочего времени.

Безотказность всей системы и отдельных частей системы телемеханики изготовитель рассчитывает по данным о надежности отдельных компонентов и подтверждает в реальной эксплуатации за заданный период испытаний. Начало и продолжительность периода испытаний должны быть согласованы между изготовителем и пользователем, но из периода испытаний должен быть исключен период ранних отказов.

Изготовитель аппаратуры должен предоставлять по требованию пользователя данные о надежности всех элементов, узлов и блоков, которые при отказе могут вызвать потерю их работоспособности или неправильное их функционирование.

Виды отказов и влияние отказов на характеристики системы должны быть проанализированы изготовителем, а результаты анализа предоставляются пользователю по его требованию.

Значения безотказности, приведенные в таблице 9.3 для соответствующих классов, относятся к надежности системы телемеханики.

Таблица 9.3 - Классификация безотказности

Класс безотказности	T_o , ч
R1	≥ 2000
R2	≥ 4000
R3	≥ 8760

Индигирская ГЭС работает с $T_o = 4666$ ч, ей присваивается класс безотказности – R3.

9.6 Готовность

Готовность системы телемеханики характеризуется способностью выполнять требуемые функции в любой момент времени.

Готовность - это вероятностная величина, которая характеризует работу системы телемеханики в данный момент в отличие от безотказности, характеризующей работу за заданный период времени.

Готовность системы телемеханики выражается коэффициентом готовности K_r (А), который рассчитывают по формуле:

$$K_{r.p} = \frac{T_o}{T_o + T_B}; \quad (9.14)$$

$$K_{г.р} = \frac{4666}{4666 + 8} = 0,998;$$

где $K_{г.р}$ – расчетное значение коэффициента готовности;

T_B - среднее время ремонта и профилактики системы измерений.

Это уравнение устанавливает связь между величинами, приведенными в таблицах 9.4 - 9.5, поэтому они не могут произвольно комбинироваться.

Таблица 9.4 – Классификация готовности

Класс готовности	Коэффициент готовности
A1	$\geq 0,9900$
A2	$\geq 0,9975$
A3	$\geq 0,9995$

Класс готовности Индигирской ГЭС – А2.

Таблица 9.5 – Классификация ремонтпригодности

Класс ремонтпригодности	T_B , ч
M1	≤ 36
M2	≤ 24
M3	≤ 12
M4	≤ 6

Класс ремонтпригодности Индигирской ГЭС – М3.

9.7 Выбор системы и программного обеспечения СОТИ АССО

Так, как СОТИ АССО является одной из важных и ответственных компонентов на гидроэлектростанции, ее программное обеспечение должно обеспечивать:

- обмен данными с УСО (устройства связи с объектом, то есть с промышленными контроллерами и платами ввода/вывода) в реальном времени через драйверы;
- обработка информации в реальном времени;
- отображение информации на экране монитора в понятной для человека форме;
- ведение базы данных реального времени с технологической информацией;
- аварийная сигнализация и управление тревожными сообщениями;
- подготовка и генерирование отчетов о ходе технологического процесса;
- обеспечение связи с внешними приложениями (СУБД, электронные таблицы, текстовые процессоры и т. д.).

Со всеми эти задачами справляется SCADA-система.

Благодаря тому, что SCADA-система должна обеспечивать долгосрочное архивирование полученных данных, диспетчер зачастую обладает возможностью не только пассивно наблюдать за объектом, но и им управлять им, реагируя на различные ситуации.

SCADA-система обладает понятным и интуитивным интерфейсом, блокирует ошибки, допускаемые оператором, что повышает комфорт для мониторинга технологической информации, обработки и передачи данных, поэтому эта система будет использоваться на Индигирской ГЭС.

Для SCADA- системы было выбрано программное обеспечение “Wonderware”.

Данное программное обеспечение имеет следующие преимущества:

- Простота использования и внедрения;
- Простота настройки и обслуживания;
- Высокий уровень безопасности и доступности;
- Практически неограниченная масштабируемость;
- Визуализация на основе ЧМИ и географически распределенная

система SCADA;

- Шаблонная разработка и обслуживание;
- Удаленное развертывание приложения и управление изменениями;
- Функция защиты данных, встроенная в систему;
- Быстрое и гибкое определение аварийного сигнала;
- Сбор и анализ данных для новых и существующих систем;
- Простой в использовании инструмент формирования отчетов;
- Открытый доступ к историческим данным.

“Wonderware” включает в себя управление комплексом установок по производству электроэнергии для контроля разнообразных и рассредоточенных производственных объектов в режиме реального времени, а также интеллектуальные технические средства и динамические средства моделирования для более быстрого ввода в эксплуатацию новой установки, улучшенного контроля процессов и настройки цикла для повышения эффективности и производительности.

Данное программное обеспечение используется на гидроэлектростанции Иматранкоски, которая находится в Финляндии.

9.8 Структурная схема СОТИ АССО

СОТИ АССО Индигирской ГЭС ведет контроль за вспомогательным и основным оборудованием. Наибольшее количество информации передают трансформаторы токи и напряжения, а также блок контакты коммутационных аппаратов.

С помощью программного обеспечения “Wonderware” происходит сбор и передача технологической информации станции на Якутское РДУ, ОДУ Востока.

Оборудование связи СОТИ АССО Индигирской ГЭС:

- Ethernet;

- Коммутаторы Ethernet;
- Каналы связи;
- Каналообразующая аппаратура;
- Конверторы интерфейса RS-485;
- Медиа конверторы.

ЛВС ССПИ выполнена по двойной кольцевой схеме, т.е. все устройства сбора подключены в двойное кольцо через оптические кабели и витой пары.

В качестве измерительной аппаратуры используется измерительная аппаратура ION7550, предназначенная для измерения и учета активной, реактивной и полной энергии прямого и обратного направления в 3х- и 4х-проводных цепях переменного тока трансформаторного включения, в одно- и многотарифных режимах.

Для резерва основной измерительной аппаратуры используется МЭ210-701.

Для описания работы СОТИ АССО принимается получение сигналов реактивной мощности ГГ №6. На измерительный цифровой счетчик ION7550 и МЭ210-701 поступают значения напряжения и тока от ТН и ТТ. Интерфейс этих устройств является Ethernet. Цифровые счетчики подключаются к сети СОТИ АССО по двум каналам, которые являются коммутаторами, потому что таким способом обеспечивается одновременная информация сервера “Wonderware” и АСУ ТП. Преимуществом двух каналов является то, что если один из коммутаторов выйдет из строя, то информация пойдет из резерва второго коммутатора. Получается, что два коммутатора полностью резервируют друг друга, что позволяет получать бесперебойную информацию на сервер. Дальше полученная информация формируется на серверах “Wonderware”, и затем через основной и резервный маршрутизатор отправляются диспетчерам Якутского РДУ и ОДУ Востока.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Индигирского гидроузла на реке Индигирка, являющегося сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% равных 8464 м³/с и 9889 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 301 МВт и среднегодовая выработка 1,6 млрд.кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный: 29,4 м;
- расчетный: 19,7 м;
- минимальный 15,1 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1269,02 м³.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛЗ0а-В-630 и ПЛЗ0б-В-600. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидроагрегатами ПЛЗ0а-В-630.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 88,4 об/мин был подобран гидрогенератор СВ-1030/120-68 с номинальной активной мощностью 62 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединений (6

подходящих блока на генераторном напряжении, 3 отходящих ВЛ) КРУЭ 220 кВ- "две рабочие шины". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДН(С)-63000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТЗС-3150/6, резервный трансформатор собственных нужд ТМН-3150/35, для ВЛЭП-сталеалюминевые провода марки АС-300/39.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Так же были рассчитаны значения уставок срабатывания для релейных защит.

Компоновка гидроузла была принята плотинная.

В состав сооружений входит:

- водосбросная бетонная плотина с донными водопропускными отверстиями – 296 м;
- левобережная глухая бетонная плотина - 84 м;
- станционная часть плотины – 106 м;
- правобережная глухая бетонная плотина 45 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 297 м;
- число водосливных отверстий – 15;
- ширина водосливных отверстий – 16 м;
- отметка гребня – 333,6 м;
- ширина гребня – 16,05 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,29 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом плотина Индигирского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие значения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения гидроузла.

По технико – экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 10,8 лет;
- себестоимость – 28 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 68039,9 руб/кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Индигирской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ. 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.

8. 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.
9. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
10. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва :Стандартинформ, 2008. – 15 с.
11. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва :Стандартинформ, 2008. – 6 с.
12. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва :Стандартинформ, 2010. – 12 с.
13. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ»[Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
14. Каталог «Сухие трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // Компания «ЭТК Русский Трансформатор». – Режим доступа: <http://www.rus-trans.com>.
15. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
16. 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.
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
18. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
19. О безопасности гидротехнических сооружений[Электронный ресурс] :федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
20. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
21. Каталог «Продукция компаний» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.

22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
25. 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.
26. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
27. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
28. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологические данные реки Индигирка

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1940	2,48	1,22	1,16	1,05	286	4348	3212	1679	777	170	36,4	6,9
1941	3,46	3,27	3,27	3,24	961	3919	2857	2772	961	200	50,6	13,3
1942	3,39	3,22	3,21	3,21	571	3545	2857	3212	937	93	21,2	9,4
1943	3,28	2,03	1,3	0,83	324	3608	1543	2094	961	199	33	6,5
1944	2,34	1,76	6,56	0,89	258	3723	3003	4617	961	130	19,4	13,8
1945	1,93	1,73	1,35	0,7	961	5301	4161	1543	690	145	33	4,6
1946	2,02	1,17	0,94	0,68	961	4228	2909	1520	961	174	37,6	9
1947	2,02	0,92	1,71	2,9	827	2346	5568	2303	961	209	40,9	5,3
1948	2,21	1,55	1,06	0,63	264	3379	2565	3983	891	130	32,8	6,4
1949	2,23	1,26	0,88	0,7	125	5235	2269	962	662	219	49,3	10,1
1950	2,28	1,63	1,01	1,04	335	5089	2586	1409	961	128	41,4	10,4
1951	1,52	1,01	0,96	1,42	961	4835	2544	6462	961	236	41,4	9,7
1952	1,66	0,75	0,52	3,23	7,2	4859	4463	2105	961	116	40,7	11,2
1953	2,71	1,72	1,41	0,94	361	5641	4046	3888	961	151	40,1	11,2
1954	2,26	1,18	0,52	1,2	41	2732	4338	4024	961	189	31,6	6,6
1955	1,66	0,94	0,59	0,52	961	4158	2492	3001	961	227	56,5	12
1956	3,13	2,14	1,36	0,68	48	6142	4004	2386	961	208	41,9	10,3
1957	1,56	1,04	0,63	0,52	282	2617	1283	1908	815	113	25,7	6,8
1958	2,97	1,36	0,89	0,83	24,9	4035	1018	1116	539	130	29,4	8,6
1959	4,09	1,72	0,75	1,25	350	4181	2909	2315	792	173	33,1	8,7

1960	1,27	0,83	0,52	1,15	114	4129	3889	2096	883	161	24,1	1,5
1961	5,34	3,23	1,67	0,93	865	1992	5620	6046	961	337	61,6	18,6
1962	2,19	1,56	1,04	0,57	204	2263	3180	2720	961	182	58,2	14,9
1963	3,82	2,5	1,3	0,74	178	5370	3535	5640	961	509	48,9	11,8
1964	1,86	1,02	0,78	0,73	346	3337	3597	1856	712	103	43,7	6,3
1965	2,73	1,72	1,2	0,63	15,4	4234	3483	1116	861	143	41,1	7,4
1966	1,82	0,83	0,57	1,56	22,9	4891	2023	2211	938	118	17,3	3,1
1967	1,82	0,84	0,63	1,66	450	3368	2993	3023	961	245	39,7	9,7
1968	1,69	1,25	0,94	2,02	694	4348	3337	4013	961	180	64,9	16,3
1969	2,24	1,3	1,09	0,83	961	8027	1908	2284	905	281	66,5	14,5
1970	3,98	1,67	1,15	0,68	961	6223	3024	4034	961	259	74,8	19,8
1971	3,21	0,92	0,57	0,69	823	4484	3243	2939	961	196	29	10,9

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1972	3,61	0,84	0,57	1,25	961	6608	2784	2367	947	234	45,9	10,8
1973	1,48	1,13	0,68	0,72	961	2814	2628	2647	961	173	29,9	8
1974	1,07	0,83	0,63	1,15	811	2190	4317	2738	961	181	42,9	8
1975	1,36	0,89	0,68	1,67	655	2993	2252	4346	961	327	43,2	6,5
1976	1,09	0,78	0,57	0,52	714	4025	3107	1929	654	151	26,1	2,8
1977	1,56	0,94	0,73	0,63	829	2503	2231	2399	961	201	26,8	2,4
1978	1,37	1,04	0,78	0,57	367	2680	4129	3815	961	166	47,8	6,5
1979	1	0,52	0,52	1,36	961	2666	5109	4471	961	131	49,6	7,9
1980	1,12	0,63	0,52	2,29	861	6163	4672	2952	961	236	37,3	9,4
1981	1,28	0,78	0,63	3,81	922	3160	2419	2044	642	100	17,6	5,7
1982	0,67	0,57	0,52	0,63	58	2638	2659	2979	961	242	38,9	4,8
1983	0,74	0,81	0,57	0,52	961	3636	2513	1356	596	88	29,8	4,8
1984	2,29	1,15	0,68	0,73	177	2294	2023	3233	761	235	20,9	9,4
1985	1,88	1,25	0,78	2,82	346	3441	3389	1846	602	104	43,8	7,3
1986	2,73	0,96	0,68	1,15	63	4234	3483	1116	861	143	41,1	7,4
1987	0,56	0,52	0,52	1,93	23	4891	2023	2211	938	118	17,3	3,1
1988	1,82	0,84	0,52	0,52	829	3368	2993	3023	961	245	39,7	9,7
1989	1,56	1,25	1,04	0,89	563	3337	2607	3024	730	180	64,9	16,3
ср	2	1	1	1	505	4005	3116	2795	881	186	39	9

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Величины для расчета расходов заданной обеспеченности

Р, %	Q _{год} ,	Годы	Q _{полов} ,	Годы	Q _{межен} ,	Годы
2	1355	1963	4848	1941	254	1953
4	1350	1980	4614	1952	250	1955
6	1338	1951	4596	1982	248	1949
8	1326	1961	4553	1942	247	1952
10	1297	1970	4525	1954	246	1974
12	1259	1953	4427	1987	245	1972
14	1204	1969	4177	1978	244	1979
16	1197	1979	4082	1949	239	1987
18	1164	1972	4073	1966	237	1943
20	1151	1956	3920	1976	235	1984
22	1135	1968	3899	1940	234	1964
24	1070	1945	3809	1944	228	1971
25	1061	1944	3781	1953	225	1942
27	1058	1971	3698	1945	225	1944
29	1047	1952	3668	1970	223	1940
31	1027	1954	3555	1950	222	1982
33	1022	1947	3541	1946	214	1960
35	1015	1978	3406	1979	204	1966
37	990	1955	3371	1955	191	1956
39	979	1941	3309	1969	190	1986
41	966	1975	3217	1971	190	1981
43	942	1960	3205	1980	188	1948
45	938	1942	3197	1986	187	1961
47	938	1948	3183	1951	183	1978
49	924	1967	3135	1948	173	1962
51	924	1988	3128	1974	172	1946

53	913	1974	3128	1958	172	1957
55	900	1946	3082	1965	170	1968
57	898	1959	3080	1963	170	1965
59	884	1976	3042	1988	165	1989
61	880	1950	3042	1977	158	1977
63	877	1940	3028	1968	155	1976
65	877	1989	3020	1964	152	1983
67	855	1973	2989	1957	148	1988
69	852	1966	2944	1967	145	1941
71	852	1987	2944	1943	142	1963
73	834	1964	2930	1959	142	1973
75	829	1986	2892	1983	138	1967
76	826	1965	2886	1956	137	1970
78	815	1985	2822	1972	135	1954
80	799	1962	2759	1973	134	1959
82	796	1982	2721	1975	132	1980
84	795	1949	2696	1989	127	1945
86	776	1981	2541	1962	125	1975

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Р,%	Qгод,	Годы	Qполов,	Годы	Qмежн,	Годы
88	766	1983	2517	1984	123	1947
90	763	1977	2502	1981	123	1969
92	731	1943	2415	1961	123	1950
94	730	1984	2378	1985	119	1958
97	588	1957	2056	1960	119	1985
99	576	1958	1936	1947	82	1951

Таблица Б.2 – Результаты расчета режимов работы станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
Qбыт, м³/с	2	1	1	1	829	2503	2231	2399	961	201	27	2	763
Qсуммарные, м³/с	0	0	1	1	24	41	38	40	26	33	8	0	
Qполезный, м³/с	2	1	0	0	805	2462	2193	2359	935	168	19	2	
Zвб,м	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	
Zнб,м	300	300	300	300	302	305	305	305	302	300	300	300	
Нгэс,м	30	30	30	30	28	25	25	25	28	30	30	30	
Nбыт,МВт	0	0	0	0	198	541	491	522	228	44	5	1	

Таблица Б.3- Мощность в первом приближении

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
Qвхк, м³/с	300	300	300	531	531	531	531	531	531	300	300	300	763
Zвб,м	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	
Zнб,м	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	
Нгэс,м	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	
Nвхк,МВт	77	77	77	136	136	136	136	136	136	77	77	77	

Таблица Б.4 - Сравнение двух режимов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	N,сумм
Nбыт,МВт	0	0	0	0	198	541	491	522	228	44	5	1	
NВХК,МВт	77	77	77	136	136	136	136	136	136	77	77	77	

ΔN	-76	-76	-77	-135	63	406	355	386	93	-33	-72	-76	758
------------	-----	-----	-----	------	----	-----	-----	-----	----	-----	-----	-----	-----

Таблица Б.5 - Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году

месяц	Q _{90%} , м³/с	Q _н , м³/с	Q _ф , м³/с	Q _л , м³/с	Q _{ш.} , м³/с	Q _Σ , м³/с	Q _{пол.} , м³/с	Q _{нб} , м³/с	Q _{вхк} , м³/с	Q _{вдхр} , м³/с	Q _{хс} , м³/с	Q _{гэс} , м³/с	V _{нач} , КМ³	dV, КМ³	V _{кон} , КМ³	z _{нач} , вб,м	z _{кон} , вб,м	z _{ср} , вб,м	z _{нб} ,м	H, гэс,м	N, гэс, МВт	Э, гэс,млн кВт*ч	N, гар, МВт
X	201	2	8	0	8	18	183	451	300	252	0	435	30,0	0,67	29,33	330,00	329,63	329,81	300,72	28,79	110	82	110
XI	27	0	8	15	0	23	4	999	300	987	0	991	29,3	2,64	26,68	329,63	327,81	328,72	302,02	26,40	230	166	230
XII	2	0	0	0	0	0	2	1175	300	1173	0	1175	26,7	3,14	23,54	327,81	325,59	326,70	301,22	25,18	260	194	260
I	2	0	0	0	0	0	2	1408	300	1406	0	1408	23,5	3,77	19,77	325,59	323,19	324,39	303,10	20,99	260	194	260
II	1	0	0	0	0	0	1	1402	300	1401	0	1402	19,8	3,75	16,02	323,19	320,87	322,03	303,08	18,65	230	155	230
III	1	0	8	-7,5	0	0,5	0,5	678	300	669	0	669,5	16,0	1,79	14,23	320,87	319,63	320,25	301,22	18,73	110	82	110
IV	1	0	8	-7,5	0	0,5	0,5	300	300	291	0	291,5	14,2	0,78	13,45	319,63	319,03	319,33	300,43	18,60	48	34	
V	829	8	8	0	0	16	813	531	531	-290	0	523	13,5	-0,78	14,23	319,03	319,62	319,33	300,89	18,14	83	62	
VI	2503	25	8	0	8	41	2462	531	531	-1947	0	515	14,2	-5,21	19,44	319,62	322,99	321,31	300,89	20,12	91	66	
VII	2231	22	8	0	8	38	2193	531	531	-1678	0	515	19,4	-4,49	23,94	322,99	325,86	324,42	300,89	23,24	105	78	
VIII	2399	24	8	0	8	40	2359	531	531	-1844	0	515	23,9	-4,94	28,88	325,86	329,34	327,60	300,89	26,41	120	89	
IX	961	10	8	0	8	26	935	531	531	-420	0	515	28,9	-1,12	30,00	329,34	330,00	329,67	300,89	28,48	129	93	

Таблица Б.6 - Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году

месяц	Q _{50%} м³/с	Q _н м³/с	Q _ф м³ /с	Q _п м³/с	Q _ш м³/с	Q _Σ м³/с	Q _{пол.} м³/с	Q _{нб} м³/с	Q _{вх} к. м³/с	Q _{вдхр} м³/с	Q _{хс} м³/с	Q _{гэс} м³/с	V _{нач} ч Км³	dV Км³	V _{кон} Км³	z _{нач} вб,м	z _{кон} вб,м	z _{ср} вб,м	z _{нб,м}	H гэс,м	N гэс, МВт	Э гэс,млнКвт*ч	N гар, МВт
X	245	2	8	0	8	18	227	495	300	252	0	479	30,0	0,67	29,33	330,00	329,63	329,81	300,81	28,80	121	90	60
XI	40	0	8	15	0	23	16	1011	300	987	0	1003	29,3	2,64	26,68	329,63	327,81	328,72	302,05	26,47	234	168	159
XII	10	0	0	0	0	0	10	1186	300	1176	0	1186	26,7	3,15	23,53	327,81	325,58	326,70	301,23	25,27	264	196	189
I	2	0	0	0	0	0	2	1406	300	1404	0	1406	23,5	3,76	19,77	325,58	323,19	324,39	303,09	21,09	261	194	189
II	1	0	0	0	0	0	1	1401	300	1400	0	1401	19,8	3,75	16,02	323,19	320,87	322,03	303,08	18,75	231	155	159
III	1	0	8	-7,5	0	1	0	678	300	670	0	670	16,0	1,79	14,23	320,87	319,62	320,25	301,22	18,83	111	83	60
IV	1	0	8	-7,5	0	1	0	299	300	291	0	291	14,2	0,78	13,45	319,62	319,03	319,33	300,43	18,69	48	35	
V	829	8	8	0	0	16	813	531	531	-290	0	523	13,4	-0,78	14,22	319,03	319,62	319,32	300,89	18,24	84	62	
VI	3368	34	8	0	8	50	3319	1388	531	-1947	0	1372	14,2	-5,21	19,44	319,62	322,99	321,31	303,04	18,06	218	157	
VII	2993	30	8	0	8	46	2947	1285	531	-1678	0	1269	19,4	-4,49	23,93	322,99	325,86	324,42	302,77	21,45	240	178	
VIII	3023	30	8	0	8	46	2977	1149	531	-1844	0	1133	23,9	-4,94	28,87	325,86	329,34	327,60	302,41	24,99	249	185	
IX	961	10	8	0	8	26	935	531	531	-420	0	515	28,9	-1,12	30,00	329,34	330,00	329,67	300,89	28,58	130	93	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛЗ0-б-В

Параметр	Значение							
	1	2	3	4	5	6	7	8
D_1 , м	4,5	5	5,6	6	6,3	7,1	7,5	8
η_T	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N_a' , МВт	30,97	38,28	48,07	55,22	60,91	77,45	86,47	98,44
z_a' ШТ	9,72	7,86	6,26	5,45	4,94	3,89	3,48	3,06
z_a ШТ	8,00	8,00	6,00	6,00	4,00	4,00	3,00	3,00
N_a , МВт	37,63	37,63	50,17	50,17	75,25	75,25	100,33	100,33
Δp	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
n'_{c1} , об/мин	132,13	118,98	106,29	99,24	94,54	83,93	79,48	74,53
n_{c1} , об/мин	136,60	125,00	107,10	100,00	100,00	85,70	83,30	75,00
n'_{1Hmax}	153,51	156,00	149,62	149,63	157,07	151,62	155,63	149,42
n'_{1H0} , об/мин	134,40	136,58	130,99	131,00	137,51	132,74	136,26	130,82
n'_{1Hmin}	109,81	116,02	103,53	104,33	106,74	104,91	103,44	103,41
$Q'_i \cdot \eta_{Tрасч}$	3,24	2,62	2,08	1,82	1,65	1,29	1,16	1,02
$Q'_i \cdot \eta_{Tmax}$	3,69	2,99	2,39	2,08	1,88	1,48	1,33	1,17

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛЗ0-а-В

Параметр	Значение							
	1	2	3	4	5	6	7	8
D_1 , м	4,5	5	5,6	6	6,3	7,1	7,5	8
η_T	0,93	0,93	0,93	0,93	0,95	0,93	0,93	0,93
N_a' , МВт	27,71	34,25	43,00	49,39	55,27	69,27	77,33	88,03
z_a' ШТ	10,86	8,79	7,00	6,09	5,45	4,35	3,89	3,42
z_a ШТ	10,00	9,00	8,00	6,00	6,00	4,00	4,00	3,00
N_a , МВт	30,10	33,44	37,63	50,17	50,17	75,25	75,25	100,33
Δp	1,04	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05
n'_{c1} , об/мин	126,98	114,34	102,14	95,36	91,50	80,64	126,98	114,34
n_{c1} , об/мин	136,40	115,40	107,10	100,00	88,20	83,30	136,40	115,40
n'_{1Hmax} , об/мин	110,78	104,09	108,14	108,15	99,41	106,53	144,65	144,03
n'_{1H0} , об/мин	135,34	127,16	132,11	132,12	121,45	130,14	176,71	175,95
n'_{1Hmin} , об/мин	154,59	145,25	150,90	150,91	138,72	148,65	201,84	200,97
$Q'_i \cdot \eta_{Tрасч}$	1,80	1,62	1,45	1,69	1,53	1,81	1,62	1,90
$Q'_i \cdot \eta_{Tmax}$	0,99	0,89	0,79	0,92	0,84	0,99	0,89	1,04

Продолжение приложения В

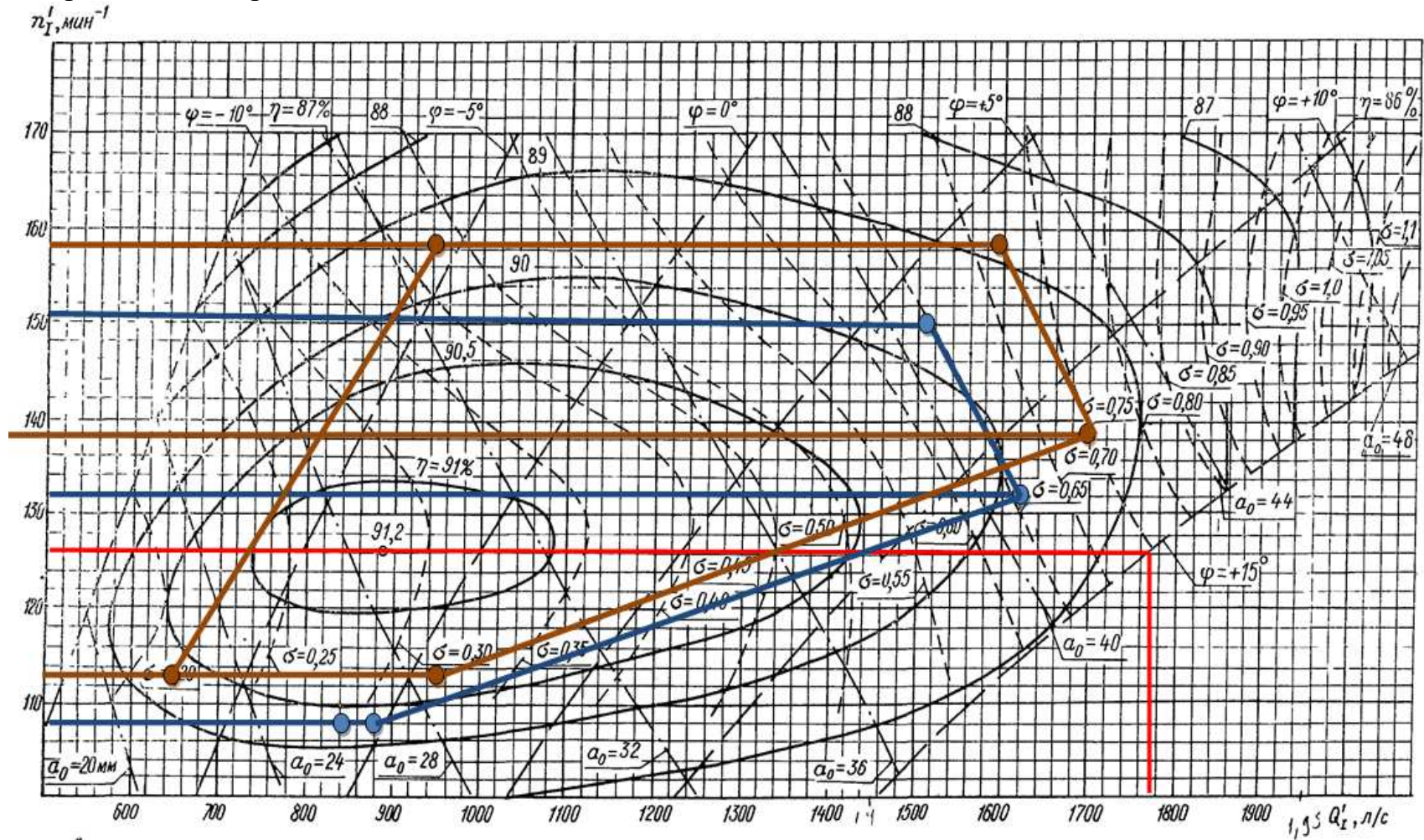


Рисунок В.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30а-В-630

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Дифф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,51 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	1,47 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,11А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,24 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,58 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,17 \cdot I_H$	0,58 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,65 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,10 \cdot I_H$	3,75 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	5,22 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,1	0,18 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,61 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	1,25 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	1,28 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,24 \cdot I_{НОМ.P}$	2,61 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ-220	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1					+		
		t_2	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО					+		
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО					+		
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		+
			t_2	+	+	+			
	2 ступень	t_1					+		+
		t_2							
		t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО					+		
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

Продолжение приложения Г

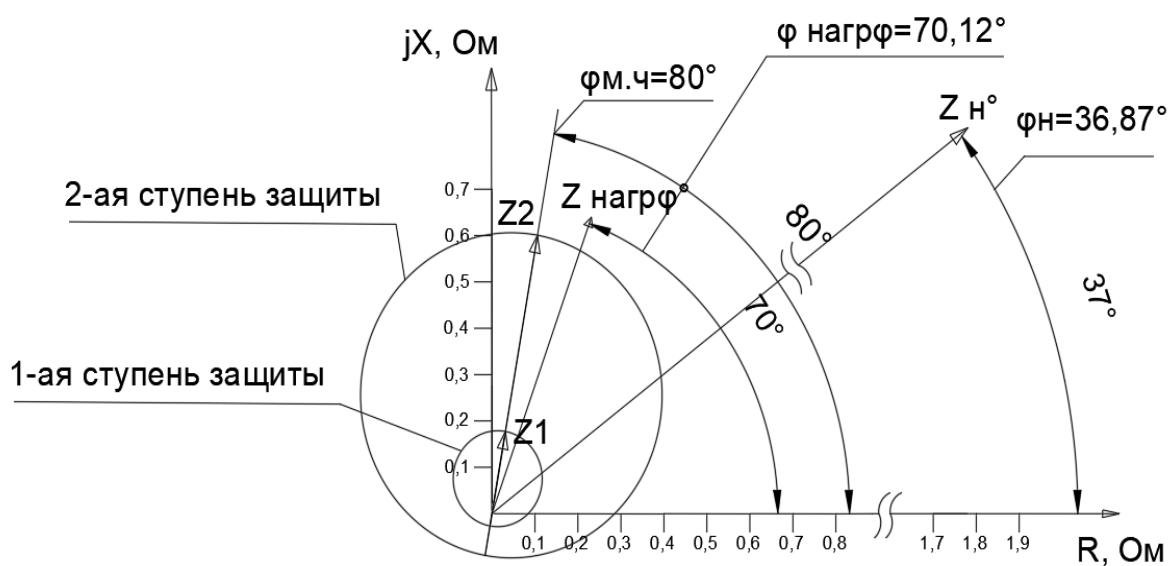


Рисунок Г.1 –Характеристика срабатывания дистанционной защиты

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Системы измерений, системы связи с РДУ СО, системы технологической информации

Таблица Д.1 - данные телеизмерения

Диспетчерское наименование	Данные, передаваемые в ЯРДУ	Тип ASDU	Адрес ОИ	примечание
Гидроагрегат №1	$I_a, Г1$	36	1	
	$I_b, Г1$	36	2	
	$I_c, Г1$	36	3	
	$U_{ab}, Г1$	36	4	
	$U_{bc}, Г1$	36	5	
	$U_{ac}, Г1$	36	6	
	Мощность активная, Г1	36	7	
	Мощность реактивная, Г1	36	8	
	Частота, Г1	36	9	
Гидроагрегат №2	$I_a, Г2$	36	10	
	$I_b, Г2$	36	11	
	$I_c, Г2$	36	12	
	$U_{ab}, Г2$	36	13	
	$U_{bc}, Г2$	36	14	
	$U_{ac}, Г2$	36	15	
	Мощность активная, Г2	36	16	
	Мощность реактивная, Г2	36	17	
	Частота, Г2	36	18	
Гидроагрегат №3	$I_a, Г3$	36	19	
	$I_b, Г3$	36	20	
	$I_c, Г3$	36	21	
	$U_{ab}, Г3$	36	22	
	$U_{bc}, Г3$	36	23	
	$U_{ac}, Г3$	36	24	
	Мощность активная, Г3	36	25	
	Мощность реактивная, Г3	36	26	
	Частота, Г4	36	27	
Гидроагрегат №4	$I_a, Г4$	36	28	
	$I_b, Г4$	36	29	
	$I_c, Г4$	36	30	
	$U_{ab}, Г4$	36	31	
	$U_{bc}, Г4$	36	32	
	$U_{ac}, Г4$	36	33	
	Мощность активная, Г4	36	34	
	Мощность реактивная, Г4	36	35	
	Частота, Г4	36	36	

Продолжение приложения Д

Продолжение таблицы Д.1

Диспетчерское наименование	Данные, передаваемые в ЯРДУ	Тип ASDU	Адрес ОИ	примечание
Гидроагрегат №5	I_a , Г5	36	37	
	I_b , Г5	36	38	
	I_c , Г5	36	39	
	U_{ab} , Г5	36	40	
	U_{bc} , Г5	36	41	
	U_{ac} , Г5	36	42	
	Мощность активная, Г5	36	43	
	Мощность реактивная, Г5	36	44	
	Частота, Г5	36	45	
Гидроагрегат №6	I_a , Г6	36	46	
	I_b , Г6	36	47	
	I_c , Г6	36	48	
	U_{ab} , Г6	36	49	
	U_{bc} , Г6	36	50	
	U_{ac} , Г6	36	51	
	Мощность активная, Г6	36	52	
	Мощность реактивная, Г6	36	53	
	Частота, Г6	36	54	
КВЛ 220кВ Индигирская ГЭС Соболах №1	I_a , ВЛ 1	36	55	
	I_b , ВЛ 1	36	56	
	I_c , ВЛ 1	36	57	
	U_{ab} , ВЛ 1	36	58	
	U_{bc} , ВЛ 1	36	59	
	U_{ac} , ВЛ 1	36	60	
	Мощность активная, ВЛ 1	36	61	
	Мощность реактивная, ВЛ 1	36	62	
	Частота, ВЛ 1	36	63	
КВЛ 220кВ Индигирская ГЭС Соболах №2	I_a , ВЛ 2	36	64	
	I_b , ВЛ 2	36	65	
	I_c , ВЛ 2	36	66	
	U_{ab} , ВЛ 2	36	67	
	U_{bc} , ВЛ 2	36	68	
	U_{ac} , ВЛ 2	36	69	
	Мощность активная, ВЛ 2	36	70	
	Мощность реактивная, ВЛ 2	36	71	
	Частота, ВЛ 2	36	72	

Продолжение приложения Д

Продолжение таблицы Д.1

Диспетчерское наименование	Данные, передаваемые в ЯРДУ	Тип ASDU	Адрес ОИ	примечание
КВЛ 220кВ Индигирская ГЭС Соболах №3	I_a , ВЛ 3	36	73	
	I_b , ВЛ 3	36	74	
	I_c , ВЛ 3	36	75	
	U_{ab} , ВЛ 3	36	76	
	U_{bc} , ВЛ 3	36	77	
	U_{ac} , ВЛ 3	36	78	
	Мощность активная, ВЛ 3	36	79	
	Мощность реактивная, ВЛ 3	36	80	
	Частота, ВЛ 3	36	81	
	Уровень верхнего бьефа	36	82	
	Уровень нижнего бьефа	36	83	
	Температура воздуха	36	84	
	Суммарная активная мощность ИГЭС	36	85	
	Суммарная реактивная мощность ИГЭС	36	86	
	Расход воды через ГА ИГЭС	36	87	
	Расход воды через водосбросы	36	88	
Шины 1СШ 220 кВ	$U_a, C1 - 1$	36	89	
	$U_b, C1 - 1$	36	90	
	$U_c, C1 - 1$	36	91	
	$U_{ab}, C1 - 1$	36	92	
	$U_{bc}, C1 - 1$	36	93	
	$U_{ac}, C1 - 1$	36	94	
	Частота $C1 - 1$	36	95	
Шины 2СШ 220 кВ	$U_a, C1 - 2$	36	96	
	$U_b, C1 - 2$	36	97	
	$U_c, C1 - 2$	36	98	
	$U_{ab}, C1 - 2$	36	99	
	$U_{bc}, C1 - 2$	36	100	
	$U_{ac}, C1 - 2$	36	101	
	Частота $C1 - 2$	36	102	
Шины 1СШ 6 кВ	$U_a, C1 - 1$	36	103	
	$U_b, C1 - 1$	36	104	
	$U_c, C1 - 1$	36	105	
	$U_{ab}, C1 - 1$	36	106	
	$U_{bc}, C1 - 1$	36	107	
	$U_{ac}, C1 - 1$	36	108	
	Частота $C1 - 1$	36	109	

Продолжение приложения Д

Продолжение таблицы Д.1

Диспетчерское наименование	Данные, передаваемые в ЯРДУ	Тип ASDU	Адрес ОИ	примечание
Шины 2СШ 6 кВ	$U_a, C1 - 2$	36	110	
	$U_b, C1 - 2$	36	111	
	$U_c, C1 - 2$	36	112	
	$U_{ab}, C1 - 2$	36	113	
	$U_{bc}, C1 - 2$	36	114	
	$U_{ac}, C1 - 2$	36	115	
	Частота $C1 - 2$	36	116	
КЛ – Т1	I_a	36	117	
	I_b	36	118	
	I_c	36	119	
Т1	$I_b, T1$	36	120	
	$P_{\text{сум}}, T1$	36	121	
	$Q_{\text{сум}}, T1$	36	122	
Т2	$I_b, T2$	36	123	
	$P_{\text{сум}}, T2$	36	124	
	$Q_{\text{сум}}, T2$	36	125	
Т3	$I_b, T3$	36	123	
	$P_{\text{сум}}, T3$	36	124	
	$Q_{\text{сум}}, T3$	36	125	
Т4	$I_b, T4$	36	126	
	$P_{\text{сум}}, T4$	36	127	
	$Q_{\text{сум}}, T4$	36	128	
Т5	$I_b, T5$	36	129	
	$P_{\text{сум}}, T5$	36	130	
	$Q_{\text{сум}}, T5$	36	131	
Т6	$I_b, T6$	36	132	
	$P_{\text{сум}}, T6$	36	133	
	$Q_{\text{сум}}, T6$	36	134	

Таблица Д.2- данные телесигнализации

Диспетчерское наименование	Данные, передаваемые в ЯРДУ	Тип ASDU	Адрес ОИ
В-Г1	Положение выключателя	30	135
В-Г2	Положение выключателя	30	136
В-Г3	Положение выключателя	30	137
В-Г4	Положение выключателя	30	138
В-Г5	Положение выключателя	30	139
В-Г6	Положение выключателя	30	140
Г1	Генераторный режим(гидроагрегат в сети)	30	141
Г2	Генераторный режим(гидроагрегат в сети)	30	142
Г3	Генераторный режим(гидроагрегат в сети)	30	143
Г4	Генераторный режим(гидроагрегат в сети)	30	144
Г5	Генераторный режим(гидроагрегат в сети)	30	145
Г6	Генераторный режим(гидроагрегат в сети)	30	146

Продолжение приложения Д

Продолжение Таблицы Д.2

Диспетчерское наименование	Данные, передаваемые в ЯРДУ	Тип ASDU	Адрес ОИ
РЛ -Г1	Положение разъединителя	30	147
РЛ -Г2	Положение разъединителя	30	148
РЛ -Г3	Положение разъединителя)	30	149
РЛ -Г4	Положение разъединителя	30	150
РЛ -Г5	Положение разъединителя	30	151
РЛ -Г6	Положение разъединителя	30	152
РЛ 220 -Т1	Положение разъединителя	30	153
РЛ 220 -Т2	Положение разъединителя	30	154
РЛ 220 -Т3	Положение разъединителя)	30	155
РЛ 220 -Т4	Положение разъединителя	30	156
РЛ 220 -Т5	Положение разъединителя	30	157
РЛ 220 -Т6	Положение разъединителя	30	158
В 220-Т1	Положение выключателя	30	159
В 220-Т2	Положение выключателя	30	160
В 220-Т3	Положение выключателя	30	161
В 220-Т4	Положение выключателя	30	162
В 220-Т5	Положение выключателя	30	163
В 220-Т6	Положение выключателя	30	164
РШ-1 220 -Т1	Положение разъединителя	30	165
РШ-2 220 -Т1	Положение разъединителя	30	166
РШ-1 220 -Т2	Положение разъединителя)	30	167
РШ-2 220 -Т2	Положение разъединителя	30	168
РШ-1 220 -Т3	Положение разъединителя	30	169
РШ-2 220 -Т3	Положение разъединителя	30	170
РШ-1 220 -Т4	Положение разъединителя	30	171
РШ-2 220 -Т4	Положение разъединителя	30	172
РШ-1 220 -Т5	Положение разъединителя	30	173
РШ-2 220 -Т5	Положение разъединителя	30	174
РШ-1 220 -Т6	Положение разъединителя	30	175
РШ-2 220 -Т6	Положение разъединителя	30	176
ШР ТН1-200	Положение разъединителя	30	177
ШР ТН2-200	Положение разъединителя	30	178
ШР1 220 ПС"Соболох"№1	Положение разъединителя	30	179
ШР2 220 ПС"Соболох"№1	Положение разъединителя	30	180
ШР1 220 ПС"Соболох"№2	Положение разъединителя	30	181
ШР2 220 ПС"Соболох"№2	Положение разъединителя	30	182
ШР1 220 ПС"Соболох"№3	Положение разъединителя	30	183
ШР2 220 ПС"Соболох"№3	Положение разъединителя	30	184
В 220 ПС"Соболох"№1	Положение выключателя	30	185
В 220 ПС"Соболох"№2	Положение выключателя	30	186
В 220 ПС"Соболох"№3	Положение выключателя	30	187
ЛР 220 ПС"Соболох"№1	Положение разъединителя	30	188
ЛР 220 ПС"Соболох"№2	Положение разъединителя	30	189
ЛР 220 ПС"Соболох"№3	Положение разъединителя	30	190
РТСН-1	Положение разъединителя	30	191
РТСН-2	Положение разъединителя	30	192
РТСН-3	Положение разъединителя	30	193
В1 ТСН-1	Положение выключателя	30	194
В2 ТСН-1	Положение выключателя	30	195
В1 ТСН-2	Положение выключателя	30	196
В2 ТСН-2	Положение выключателя	30	197
В1 ТСН-3	Положение выключателя	30	198
В2 ТСН-3	Положение выключателя	30	199
В1-Н1	Положение выключателя	30	200
В2-Н1	Положение выключателя	30	201
В1-Н2	Положение выключателя	30	202
В2-Н2	Положение выключателя	30	203
В1-Н3	Положение выключателя	30	204

Продолжение приложения Д

Продолжение Таблицы Д.2

Диспетчерское наименование	Данные, передаваемые в ЯРДУ	Тип ASDU	Адрес ОИ
V1-НЗ	Положение выключателя	30	205
V1-АН1	Положение выключателя	30	206
V2-АН1	Положение выключателя	30	207
V1-АН2	Положение выключателя	30	208
V2-АН2	Положение выключателя	30	209
V1-АН3	Положение выключателя	30	210
V2-АН3	Положение выключателя	30	211
V1-АН4	Положение выключателя	30	212
V2-АН4	Положение выключателя	30	213
V1-АН5	Положение выключателя	30	214
V2-АН5	Положение выключателя	30	215
V1-АН6	Положение выключателя	30	216
V2-АН6	Положение выключателя	30	217
V1-РТСН	Положение выключателя	30	218
V2-РТСН	Положение выключателя	30	219
ЛР1-В-РТСН 35кВ	Положение разъединителя	30	220
ЛР2-В-РТСН 35кВ	Положение разъединителя	30	221
В-РТСН 35кВ	Положение выключателя	30	222
АВ1-Н1	Положение выключателя	30	223
АВ2-Н1	Положение выключателя	30	224
АВ1-Н2	Положение выключателя	30	225
АВ2-Н2	Положение выключателя	30	226
АВ1-Н3	Положение выключателя	30	227
АВ2-Н3	Положение выключателя	30	228
АВ1-АН1	Положение выключателя	30	229
АВ2-АН1	Положение выключателя	30	230
АВ1-АН2	Положение выключателя	30	231
АВ2-АН2	Положение выключателя	30	232
АВ1-АН3	Положение выключателя	30	233
АВ2-АН3	Положение выключателя	30	234
АВ1-АН4	Положение выключателя	30	235
АВ2-АН4	Положение выключателя	30	236
АВ1-АН5	Положение выключателя	30	237
АВ2-АН5	Положение выключателя	30	238
АВ1-АН6	Положение выключателя	30	239
АВ2-АН6	Положение выключателя	30	240
ШР-1-220 МШВ	Положение разъединителя	30	241
ШР-2-220 МШВ	Положение разъединителя	30	242
МШВ-220	Положение выключателя	30	243

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

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

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись

« 03 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника


код-наименование направления

Проектирования Индигирской ГЭС на реке Индигирка.

Системы измерений, системы связи с РДУ СО, системы технологической
информации.

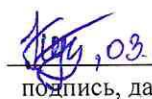
тема

Руководитель

 03.07.20 старший преподаватель
подпись, дата должность

А.В. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник

 03.07.20
подпись, дата

К.С. Кушмелев
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Индигирской на реке Индигирка. Системы измерений, системы связи с РДУ СО, системы технологической информации».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты	<u>Замид 29.06.20</u> подпись, дата	<u>В.Ю. Замидов</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Алекс 02.07.20</u> подпись, дата	<u>А.В. Масицкий</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Алекс</u> подпись, дата	<u>А.Т. Масицкий</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>Алекс</u> подпись, дата	<u>А.В. Широков</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Урад 02.07.20</u> подпись, дата	<u>Н.П. Урадинов</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>Урад 02.07.20</u> подпись, дата	<u>Кереев В.А.</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Урад 02.07.20</u> подпись, дата	<u>В.В. Давыдов</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Урад 02.07.20</u> подпись, дата	<u>А.А. Давыдов</u> инициалы, фамилия