

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

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

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

« _____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ИНЯ. СИСТЕМЫ
ПОЖАРОТУШЕНИЯ**

тема

Руководитель _____
подпись, дата

к.т.н. доцент кафедры СШФ
СФУ
должность, ученая степень

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

А.Э. Черкесов
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Инской ГЭС
на реке Иня. Системы пожаротушения.

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое
обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ИНСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общие сведения.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климатические условия	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Топографические данные.....	14
1.1.4 Сейсмология	15
1.1.5 Геологические условия	15
1.2 Энерго–экономическая характеристика района	15
2 Водно–энергетические расчеты.....	17
2.1 Регулирование стока воды	17
2.1.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности	17
2.1.2 Выбор расчетных гидрографов.....	17
2.2 Определение типа регулирования	19
2.3 Определение установленной мощности.....	19
2.3.1 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году	19
2.4 Баланс мощности.....	21
2.4.1 Определение рабочих мощностей и резервов существующих ГЭС и тепловых станций.....	21
2.4.2 Планирование капитальных ремонтов	21
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	24
3.1 Режимное поле.....	24
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	26
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	27
3.4 Выбор типа серийного генератора	29
3.5 Выбор вспомогательного оборудования.....	30
3.5.1 Выбор типа маслonaпорной установки	30
3.5.2 Выбор электрогидравлического регулятора	30
3.6 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины.....	30
3.7 Выбор кранового оборудования	31
3.8 Определение геометрических размеров здания ГЭС	31
4 Электрическая часть.....	32

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений	32
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС	32
4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд	32
4.2.2 Выбор главных повышающих трансформаторов	33
4.3 Количество отходящих линий	34
4.4 Техничко–экономический расчет	35
4.5 Выбор схемы распределительного устройства	36
4.6 Расчет токов короткого замыкания	36
4.6.1 Параметры элементов схемы для расчета токов КЗ	36
4.6.2 Расчет токов КЗ с помощью ПО RastrWin	38
4.7 Выбор и проверка оборудования	39
4.7.1 Определение расчетных токов и утяжелённого режима	39
4.7.2 Выбор электрических аппаратов	39
4.7.3 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	40
4.7.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения	42
4.8 Выбор выключателей и разъединителей.....	43
4.8.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	43
5.1 Расчет номинальных токов	45
5.2 Технические данные оборудования	46
5.3 Перечень защит основного оборудования	46
5.4 Описание и расчет уставок защит	47
5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора ($I_{\Delta G}$).....	47
5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0)) ...	50
5.4.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	53
5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	53
5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	57
5.4.6 Защита от перегрузки обмотки ротора	59
5.4.7 Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$	60
5.5 Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор.....	63
5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит	64
6 Проектирование сооружений напорного фронта	66
6.1 Определение отметки гребня бетонной плотины	66

6.2 Гидравлические расчеты	68
6.2 .1 Определение ширины водосливного фронта	68
6.2.2 Определение отметки гребня водослива	70
6.2.3 Построение профиля водосливной грани.....	71
6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	73
6.2.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	74
6.3 Конструирование плотины	76
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины	76
6.3.2 Разрезка плотины швами	77
6.3.3 Быки	78
6.3.4 Устои.....	78
6.3.5 Противофильтрационные устройства в основании	78
6.3.7 Расчёт фильтрации	79
6.3.8 Галереи в теле плотины.....	80
6.3.9 Ширина плотины по гребню.....	80
6.4 Статические расчёты плотины	81
6.4.1 Вес сооружения	81
6.4.2 Сила гидростатического давления воды	82
6.5 Сила взвешивающего и фильтрационного давления	82
6.6 Давление грунта	83
6.6.1 Волновое давление	84
6.7 Расчет прочности плотины	85
6.8 Критерии прочности плотины	87
6.9 Расчёт устойчивости плотины	88
7 Охрана труда и пожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Инского гидроузла.....	89
7.1 Охрана труда.....	89
7.2 Пожарная безопасность	90
7.3.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища.....	92
7.3.2 Отходы, образующиеся при строительстве	92
7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период....	93
7.4.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	94
8 Оценка экономических показателей	96
8.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов.....	96

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	96
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	97
8.1.3 Налоговые расходы	100
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	100
8.3 Оценка инвестиционного проекта	102
8.5 Коммерческая эффективность	103
8.6 Бюджетная эффективность	104
8.7 Анализ чувствительности	104
9. Системы пожаротушения	107
9.1. Классификация	107
9.2. Характеристика объекта защиты	107
9.3. Область применения систем (установок) пожаротушения	108
9.3.1. Порошковое пожаротушение	108
9.3.2. Аэрозольное пожаротушение	109
9.4. Расчет необходимого количества огнетушащего вещества	111
9.4.1. Расчет установок порошкового пожаротушения модульного типа	111
9.4.2. Расчет автоматических установок аэрозольного пожаротушения	113
9.5. Техничко-экономический расчет, вывод	115
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	117
ПРИЛОЖЕНИЕ А	120

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование рекиИня;
2. Местонахождение ГЭС Новосибирская область;
3. Типы проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) всех турбин 576 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью: 0,2% 596,5 м³/с;
0,1% 602,3 м³/с;
0,01% 621 м³/с;
 - в) минимальный..... 135 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокагодовой;
 - б) отметка: НПУ 167 м;
ФПУ 168 м;
УМО 156,44 м;
 - в) объемы:
полный 3,25 км³;
полезный 2,83 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 37,8 м;
 - б) расчетный 31,8 м;
 - в) минимальный 25 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 162 МВт;
рабочая 147 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 662 млн. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная бетонная 12,9 м / 43 м;
 - б) правобережная глухая бетонная 16,6 м / 46 м;
 - в) водосливная 46,8 м / 46 м;
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 2 отверстия 12;
 - в) общая длина 173,8 м;
 - г) максимальная высота 46 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 2;
 - б) грунты в основании известняк;
 - в) тип спиральной камеры бетонный;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ406 - В - 630;
- б) тип генератора СВ-1070/145-52;
- в) мощность генератора 100 МВт;
- г) частота вращения 115,4 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220;

12. Техничко–экономические показатели:

- а) себестоимость энергии 0,20 руб/кВт·ч;
- б) показатели эффективности: NPV 3076,5 млн. руб.;
DPB 162 мес;
Срок окупаемости 8 лет.

ВВЕДЕНИЕ

В начало этой работы легло проектирование Инской ГЭС в Новосибирской области на реке Иня. Эта гидроэлектростанция получила название «Инская». Проектируемая ГЭС в будет является значимым звеном социально – экономического развития Тогучинского района. Преимуществом, малой гидроэлектростанции, может стать то, что она имеет возможность работать автономно, а значит, может принадлежать различным государственным или муниципальным организациям. Проектируемая ГЭС способна обеспечивать электроэнергией рядом находящиеся деревни и села, а также прилежащие к ним территории.

1 Общие сведения

1.1 Природные условия

1.1.1 Климатические условия

Район расположен в восточной части Новосибирской области, граничит с Кемеровской областью. На юго-западе, западе и севере граничит с Новосибирским, Болотнинским, Искитимским, Маслянинским районами. Общая площадь территории района 605,8 тыс.га или 3,4 % территории Новосибирской области. Из общей площади земли лесного фонда составляют 111,4 тыс.га, водного - 1,5 тыс. га, земли промышленности, энергетики, транспорта, связи и др. -3,9 тыс.га, земли запаса - 15,9 тыс.га. По территории района протекает река Иня, р. Буготак - приток реки Иня.

Среднемесячная температура воздуха в январе, от -14 до -28°C, Среднемесячная температура воздуха в июле, от +12 до +21°C

Максимальное количество осадков за теплый период до 350 мм. Максимальное количество осадков за 7 дней зафиксировано в июле 180 мм. Обычная толщина снежного покрова 50 см. Максимальное значение 72 см. Интенсивное таяние снегов в районе начинается с 5 по 18 апреля. Обычно подъем паводковых вод (до 840 см) происходит в период с 12 по 26 апреля.

Холодный период длится 181 день. Сумма отрицательных температур - 2390оС. Теплообеспеченность вегетационного периода выражается суммами температур: 1700-2000>5°, 1500-1700>10°, 800-1000> 15°. ГТК - 1,5-1,8. Продолжительность безморозного периода составляет в среднем 90 дней.

1.1.2 Гидрологические данные

Иня — река в Кемеровской и Новосибирской областях России, правый приток Оби.

Длина реки — 663 км, площадь водосборного бассейна — 17 600 км²..

Гидрологический ряд среднемесячных расходов р. Иня за период 1933-1982 гг. представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1933	214	216	218	379	380	306	300	298	238	236	217	217	268
1934	214	216	218	350	398	323	314	308	252	252	224	219	274
1935	216	217	219	361	461	310	302	300	239	233	220	219	275
1936	214	215	217	356	411	370	371	322	261	243	229	222	286
1937	217	218	222	356	507	363	332	321	249	247	235	222	291
1938	216	217	221	420	422	355	355	345	270	261	241	222	295

Продолжение таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp. год
1939	219	220	223	408	434	319	315	312	240	236	220	219	280
1940	215	217	218	392	397	306	305	303	250	240	223	222	274
1941	218	219	220	377	498	369	330	322	253	250	228	221	292
1942	218	219	221	376	431	331	328	327	253	250	231	225	284
1943	217	218	219	394	398	321	305	302	239	232	217	216	273
1944	214	215	217	369	395	316	315	313	249	242	219	216	273
1945	214	215	216	359	361	290	289	288	223	220	218	217	259
1946	215	216	218	379	393	365	350	334	266	265	239	226	289
1947	221	222	225	469	514	404	347	343	270	245	223	222	309
1948	219	221	222	415	421	328	321	315	247	245	227	221	284
1949	217	219	221	405	428	323	321	311	246	240	220	220	281
1950	216	217	220	359	467	375	313	312	242	235	219	219	283
1951	214	215	218	390	395	298	297	296	224	221	219	218	267
1952	214	215	217	367	431	342	333	325	248	239	220	219	281
1953	216	217	219	387	405	303	301	300	232	228	219	217	270
1954	215	216	217	350	433	353	372	319	261	242	232	222	286
1955	215	216	219	390	410	303	302	301	244	232	223	219	273
1956	213	214	217	381	403	319	331	312	257	247	235	219	279
1957	215	216	219	414	397	378	333	329	261	253	246	225	291
1958	217	218	221	430	438	408	396	355	265	255	236	222	305
1959	216	217	219	419	420	348	330	313	249	236	222	219	284
1960	216	217	218	372	432	359	358	335	268	247	232	225	290
1961	219	220	222	391	465	357	339	335	272	255	229	225	294
1962	219	221	222	394	430	316	306	305	230	225	219	218	275
1963	216	218	224	372	377	330	304	303	242	240	238	223	274
1964	216	217	219	360	420	313	312	308	241	233	221	218	273
1965	215	216	219	399	430	307	306	305	233	231	226	222	276
1966	217	219	220	396	489	388	351	322	240	233	221	218	293
1967	214	215	218	366	383	340	314	310	245	242	224	218	274
1968	215	216	227	380	415	303	302	301	232	230	219	218	272
1969	213	214	217	397	523	419	350	322	266	268	235	223	304
1970	217	218	221	395	437	372	327	324	260	257	228	222	290
1971	216	217	220	420	431	335	334	312	240	234	220	216	283
1972	214	215	217	404	421	320	314	312	249	242	230	222	280
1973	216	217	220	420	439	356	354	323	249	239	225	219	290
1974	214	215	218	370	400	302	299	298	240	236	222	217	269
1975	214	215	217	403	382	368	326	309	240	239	224	216	279
1976	214	215	216	387	403	329	309	306	254	248	225	219	277
1977	215	216	219	419	435	328	317	314	255	250	234	218	285
1978	216	217	219	382	442	307	306	305	240	238	226	218	276
1979	216	217	220	374	432	336	312	311	256	245	239	225	282
1980	217	218	219	375	388	316	309	307	247	237	226	222	273
1981	215	216	218	351	362	292	291	290	230	227	222	218	261
1982	215	216	217	365	402	300	299	298	237	235	230	216	269

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

Таблица 1.2 – Кривая связи верхнего бьефа

$Z_{вб}, м$	$V, км^3$
127	0,00
137,76	0,30
143,82	0,58
148,17	0,88
151,58	1,19
154,38	1,50
156,38	1,74
158,84	2,07
160,68	2,36
$Z_{вб}, м$	$V, км^3$
162,33	2,65
163,83	2,96
165,2	3,26
166,47	3,55
167,64	3,83
168,74	4,14

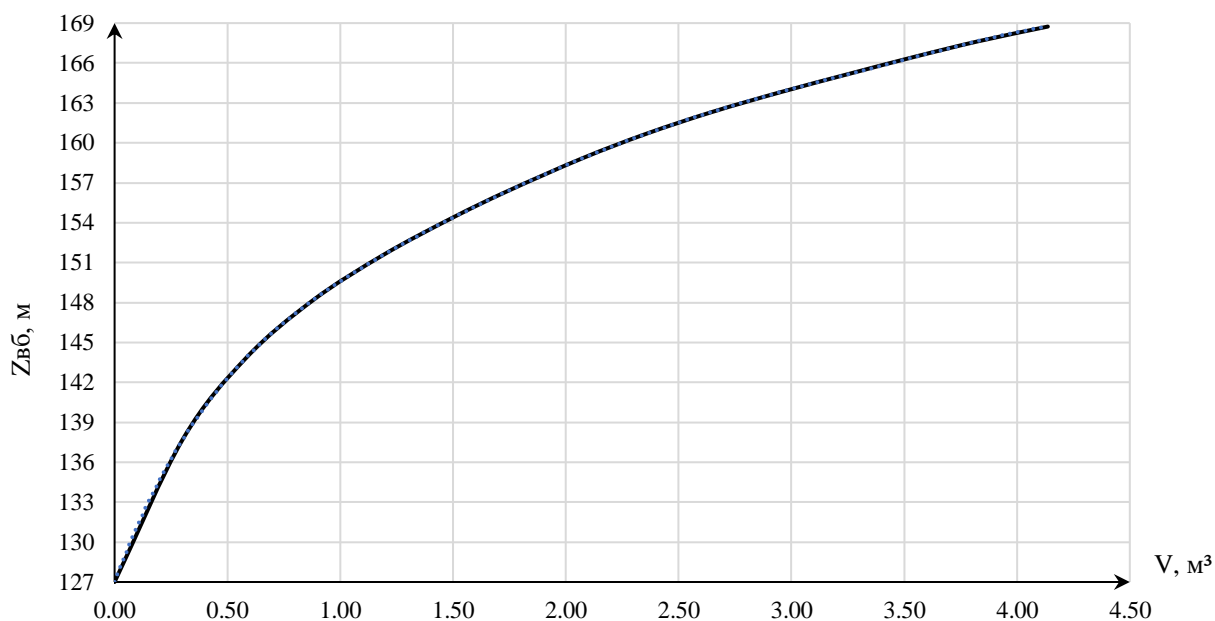


Рисунок 1.1 – Кривая связи верхнего бьефа

Координаты кривой связи нижнего бьефа представлены в таблице 1.3 и рисунке 1.2.

Таблица 1.3 – Кривая связи нижнего бьефа

Zнб, м	Qнб.лето, м ³ /с	Qнб зима, м ³ /с
127	0	0
127,6	44,5	40
129,34	232	209
130,36	420	378
131,08	635	572
131,64	855	770
132,1	1066	959
132,49	1266	1139
132,82	1458	1312
Zнб, м	Qнб.лето, м ³ /с	Qнб зима, м ³ /с
133,12	1660	1494
133,38	1875	1688
133,62	2086	1877
133,84	2293	2064
134,04	2499	2249
134,23	2690	2421
134,4	2912	2621

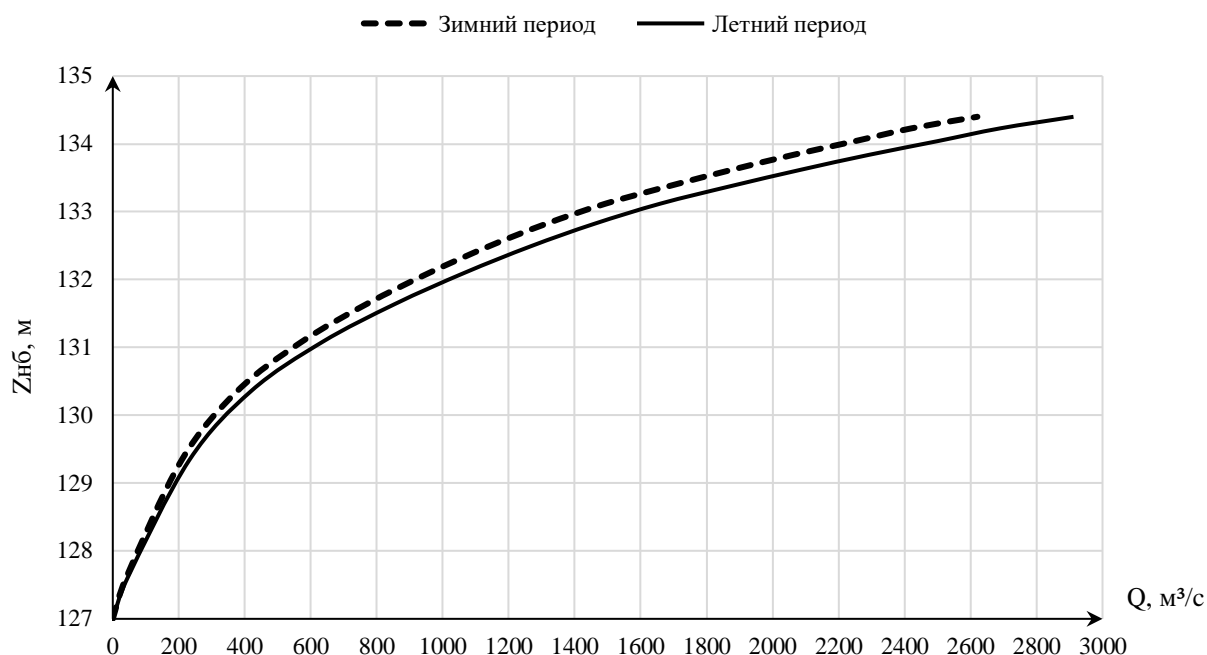


Рисунок 1.2 – Кривая связи нижнего бьефа

1.1.3 Топографические данные

Створ Инской ГЭС был выбран на берегу села Киик. Этот выбор наиболее оптимальный, так как не будут затопляться близлежащие сельскохозяйственные угодья и жилые дома. Координаты створа $55^{\circ}14'40.2''N$ $84^{\circ}42'52.2''E$. На рисунке 1.3 показана часть карты Инского створа.

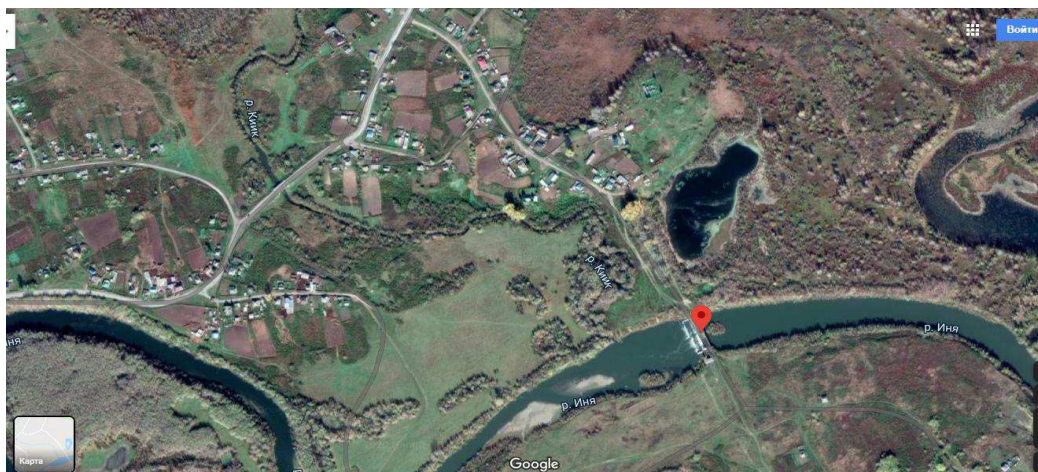


Рисунок 1.3 – Топографическая карта

1.1.4 Сейсмология

Согласно СНиПу [44] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-96-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Инской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 5 баллам шкалы MSK-65.

1.1.5 Геологические условия

На рисунке 1.4 представлен геологический разрез по створу плотины. Грунт основания – известняк.

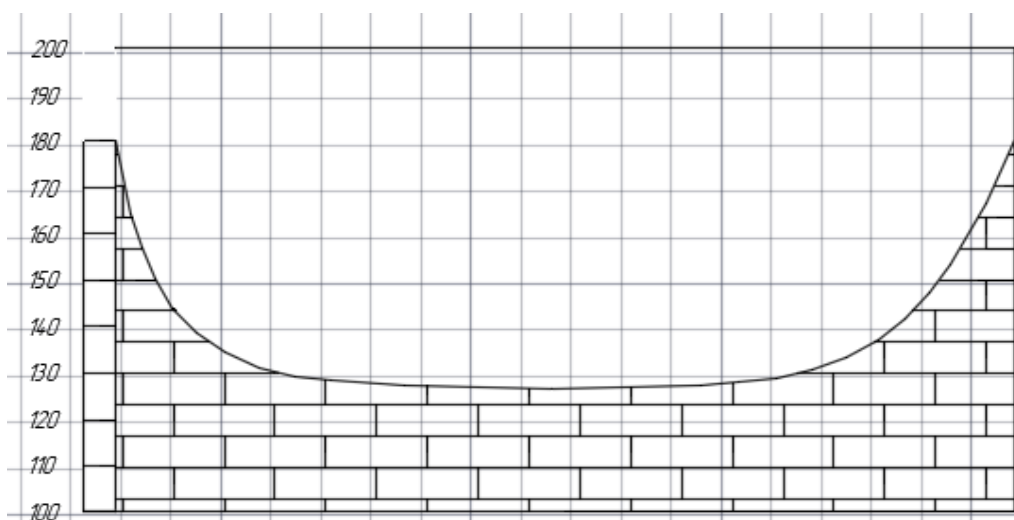


Рисунок 1.4 – Исследуемый створ

1.2 Энерго-экономическая характеристика района

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Новосибирской области, Алтайского края и Республики Алтай» (Новосибирское РДУ) осуществляет функции диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Новосибирской области, Алтайского края и Республики Алтай.

Филиал создан в 2008 году. Входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

ИКН для типичных суток зимнего и летнего сезонов представлены на рисунках 1.5 и 1.6 Вышеописанные графики были построены в соответствии с методикой, описанной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС». Время, мощность потребления и данные по существующим ГЭС были взяты с сайта системного оператора so-ups.ru.

Время, мощность потребления и данные по существующим ГЭС были взяты с сайта системного оператора so-ups.ru.

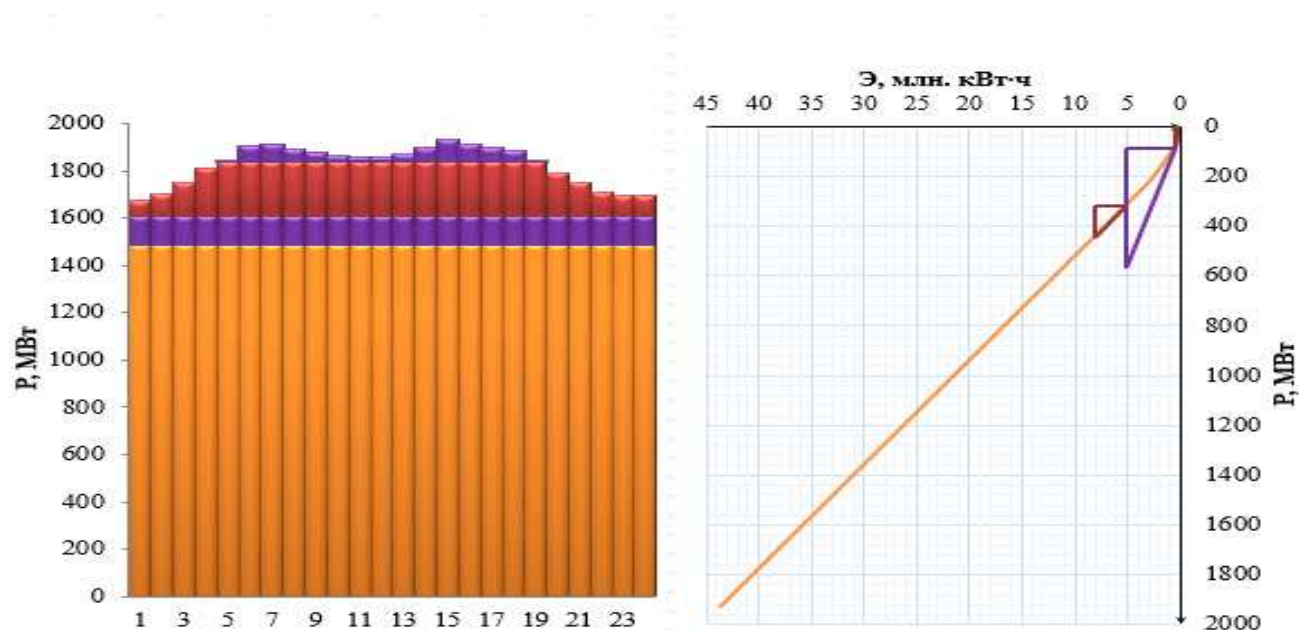


Рисунок 1.5 График нагрузки и ИКН Декабрь.
Фиолетовым цветом обозначен режим работы Новосибирской ГЭС;
Красным цветом обозначен режим работы проектируемой ГЭС

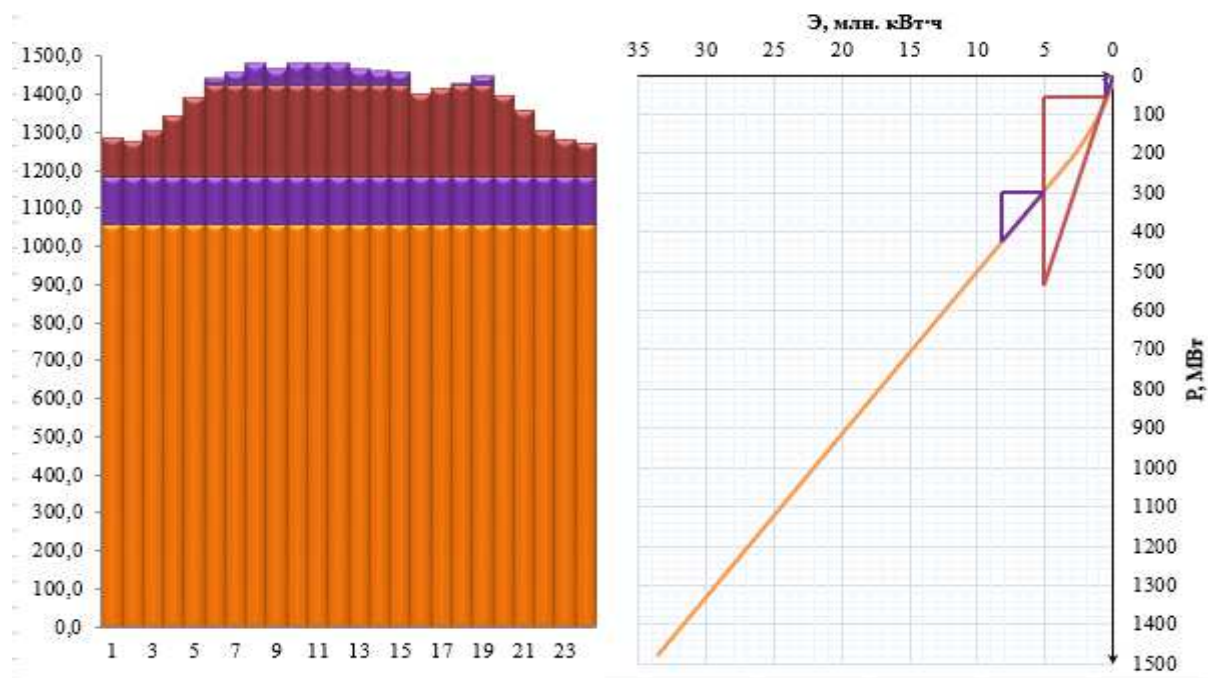


Рисунок 1.6 – График нагрузки и ИКН Июня.
Фиолетовым цветом обозначен режим работы Новосибирской ГЭС;
Красным цветом обозначен режим работы проектируемой ГЭС

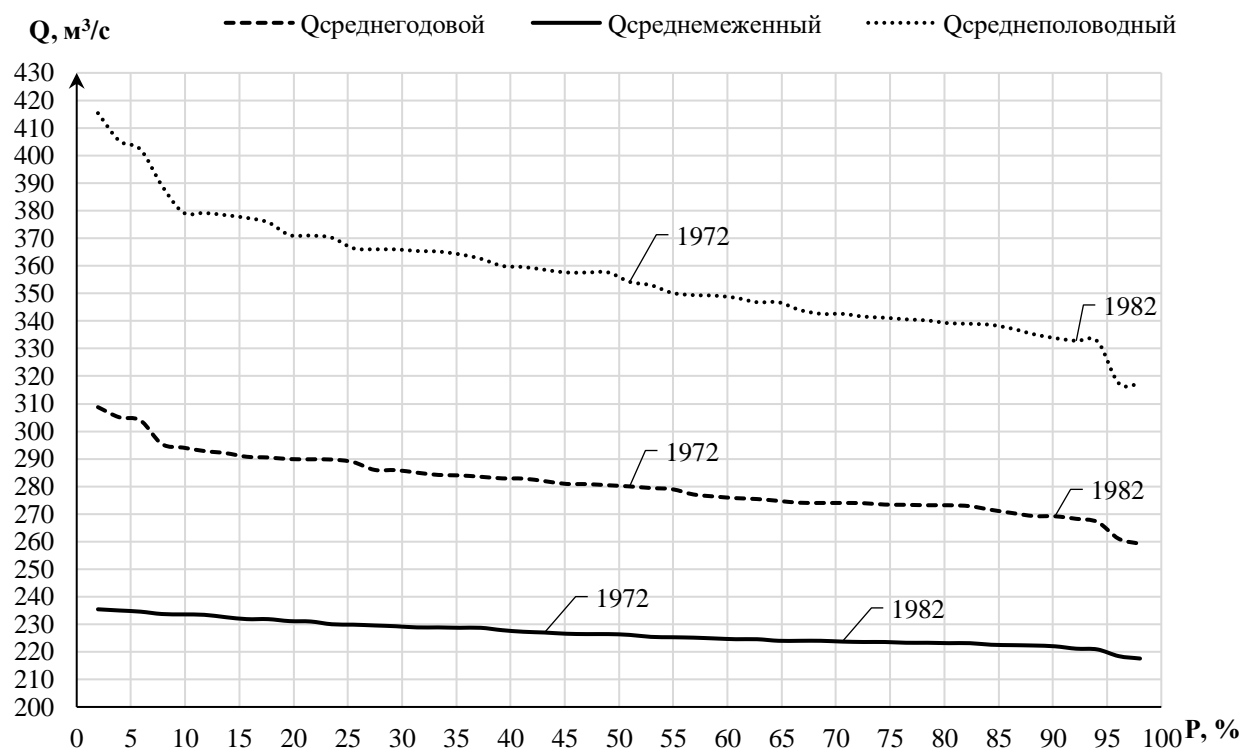
2 Водно–энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Иня за период 1933-1982 гг. представлен в таблице 1.1.

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 4-9 месяцы, а все остальные месяцы года – маловодными. Эмпирические кривые обеспеченности представлены на рисунке 2.1:



2.1.2 Выбор расчетных гидрографов

При выборе установленной мощности ГЭС и расчета выработки необходимо определить маловодный и средневодные года.

Перед тем как определить нужно расфасовать каждый год на половодный и меженный периоды. Месяца, расходы которых больше или равны среднегодовому расходу будут половодным периодам. В таблицах 2.1, 2.2 представлены расходы в маловодном и средневодном годах.

Таблица 2.1 – Маловодный год (P=90%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1952 год)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	215	216	217	365	402	300	299	298	237	235	230	216
$Q_i^{\text{пр}90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	213	214	215	366	403	301	300	299	235	233	228	214
$Q_i^{\text{кор}90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	213	214	215	366	399	301	300	299	239	233	228	214

Таблица 2.2– Средневодный год (P=50%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1963 год)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	214	215	217	404	421	320	314	312	249	242	230	222
$Q_i^{\text{пр}50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	213	214	216	404	421	320	314	312	248	241	229	221
$Q_i^{\text{кор}50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	218	219	225	384	417	320	314	312	248	241	235	221

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.2

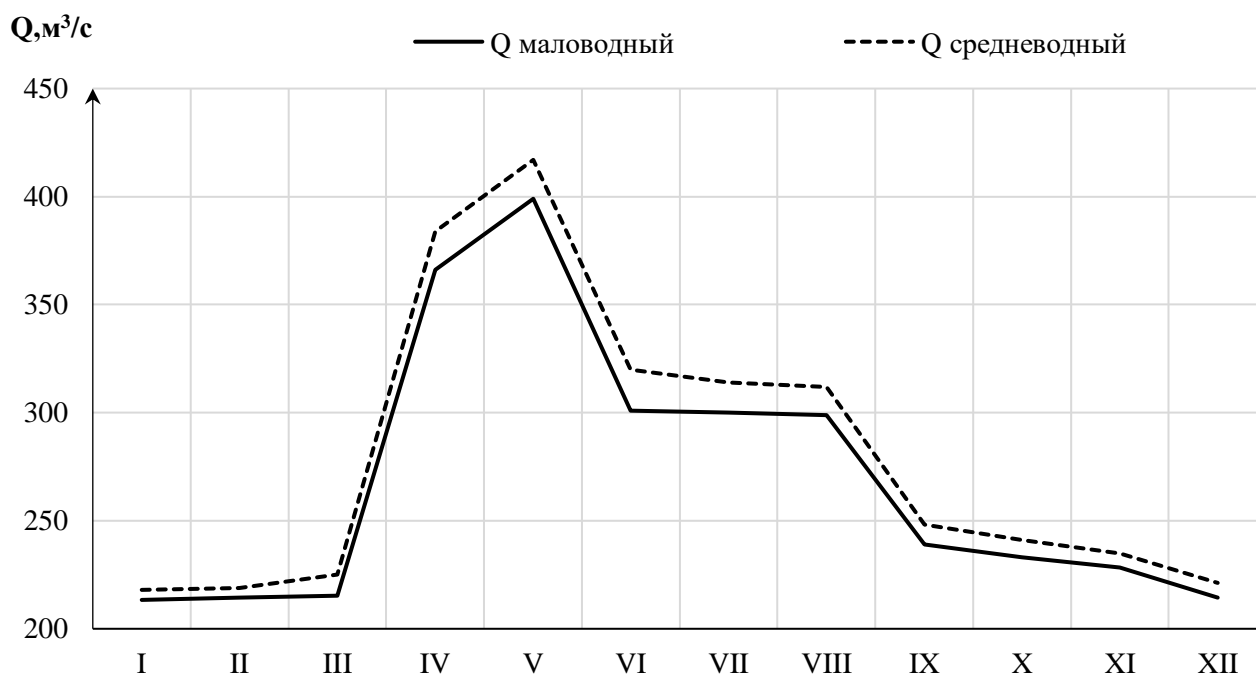


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Определение типа регулирования

Необходимо рассчитать коэффициент зарегулированности стока для определения типа регулирования водохранилища:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн}}}{W}, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{полезн}}$ – полезный объем водохранилища;
 W – среднемноголетний сток в исходном створе.

Полезный объем водохранилища находится следующим образом:

$$V_{\text{полезн}} = V_{\text{ВНПУ}} - V_{\text{ВУМО}} = 5,38 - 2,55 = 2,83 \text{ км}^3. \quad (2.2)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{полезн}} = 2,83 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС: $Q_{50\%} = 281 \text{ м}^3/\text{с}$. :

$$\beta = 0,29.$$

По полученному коэффициенту зарегулированности стока $\beta = 0,29$ получим годичное регулирование стока т.е. цикл длится один год

2.3 Определение установленной мощности

2.3.1 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

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

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году, а также работа по режиму уровня в расчётном маловодном году. В итоге из двух методов взяли тот, где среднемноголетняя выработка больше.

По данным режимам была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки. В конечном итоге выработка в режиме по мощностям оказалась больше. График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах представлен на рисунке 2.3:

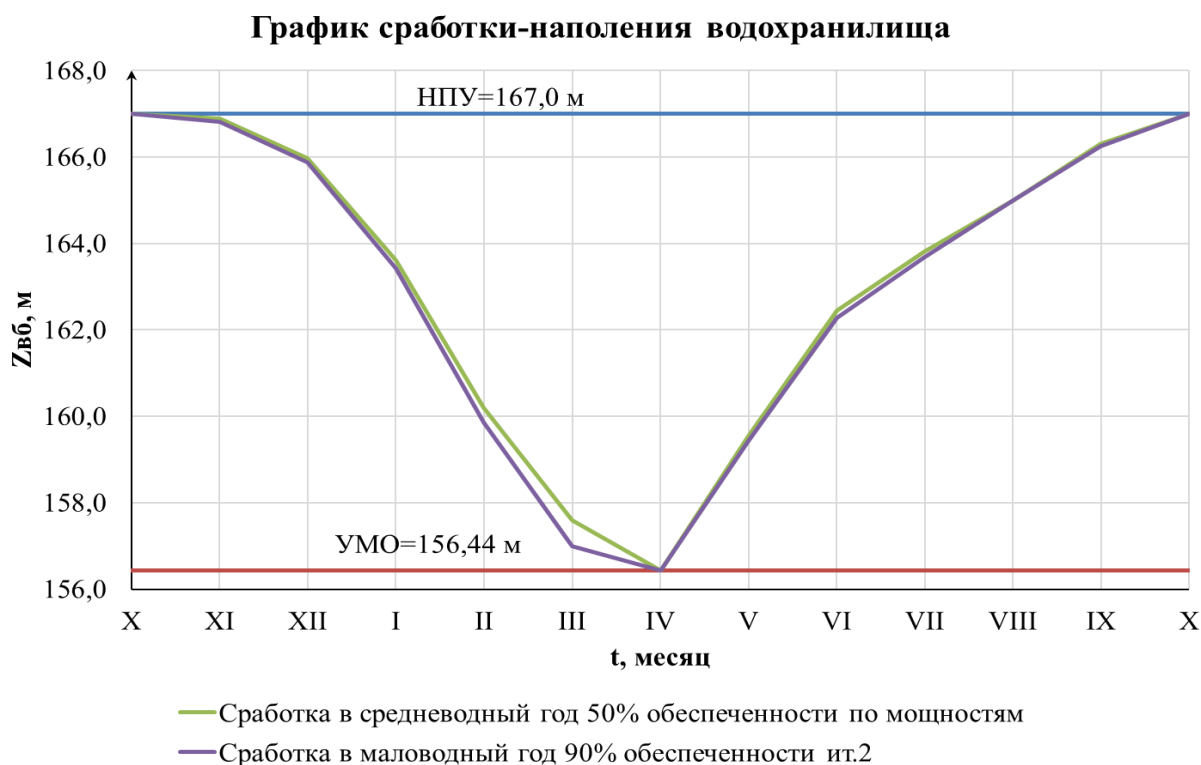


Рисунок 2.3 – График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в среднемводном и маловодном годах

Режимы работы проектируемой ГЭС в среднемводном году по отметкам и по мощностям представлены в приложении А, таблицы А.1 и А.2. Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей.

В Новосибирском РДУ кроме проектируемой ГЭС есть Новосибирская ГЭС с установленной мощностью 480 МВт и среднегодовой выработкой 1,687 млрд. кВт·ч.

Пересчитаем среднегодовую выработку Новосибирской ГЭС в среднесуточную:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{Новосибирская}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} = 4,623 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.3)$$

Сперва произведем расчет для зимнего месяца, когда потребности энергосистемы выше.

Полученную максимальную гарантированную мощность по маловодному году выразим через электроэнергию:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{пр}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 = 147 \cdot 24 = 3,528 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.4)$$

Рабочая мощность на зимний месяц:

$$N_{\text{раб}}^{\text{зим}} = 147 \text{ МВт.}$$

Рабочая мощность на летний месяц:

$$N_{\text{раб}}^{\text{лет}} = 147 \text{ МВт}$$

2.4 Баланс мощности

2.4.1 Определение рабочих мощностей и резервов существующих ГЭС и тепловых станций

Чтобы построить график баланса мощности нужно определить рабочую мощность и резерв существующих электростанций. Учитывается следующее при составлении баланса: аварийный резерв составляет 8% от вытесняющей рабочей мощности, нагрузочный – 2%. Вытесняющая рабочая мощность ГЭС определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы. Таким образом, нагрузочный и аварийный резерв определяются следующим образом:

$$N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} = 0,02 \cdot N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}, \quad (2.5)$$

где $N_{\text{рез}}^{\text{сущ.ГЭС}}$ – вытесняющая рабочая мощность

$$N_{\text{рез}}^{\text{ав}} = 0,08 \cdot N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}. \quad (2.6)$$

Рабочая мощность ТЭС определяется из условия полного покрытия графика нагрузки:

$$N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} = P_{\text{max}} - N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}} - N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}, \quad (2.7)$$

где P_{max} – максимальная среднемесячная нагрузка.

2.4.2 Планирование капитальных ремонтов

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь Новосибирской ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{З.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = 60 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.8)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = 19 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.9)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 1031 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.10)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС планируется, исходя из расчета останова каждого агрегата в ремонт в среднем 1 раз в 2 года:

где $N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}$ – установленная мощность существующих ГЭС

$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}$ – установленная мощность ТЭС.

Баланс мощности энергосистемы в маловодном году представлен в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Нагрузка системы			Новосибирская ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	Р, МВт	Равр, МВт	Рнагр, МВт	Нраб, МВт	Ннаг, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нре, МВт	Нраб, МВт	Навр ТЭС, МВт	Нрем ТЭС, МВт
1	1920	134	50	232	2		147	1		1542	108	
2	1863	130	50	217	2		107	1		1539	108	
3	1763	123	40	201	2		57	1		1505	105	
4	1647	115	16	186	2		33	0		1429	100	
5	1547	108	40	170	2		37	0		1341	94	258
6	1490	104	40	155	2		39	0		1296	91	258
7	1490	104	40	155	2		41	0		1294	91	258
8	1547	108	40	140	1		42	0		1365	96	258
9	1647	115	40	186	2	60	43	0	19	1418	99	
10	1763	123	40	201	2		80	1		1482	104	
11	1863	130	50	217	2		107	1		1539	108	

12	1920	134	50	232	2		147	4		1541	108	
----	------	-----	----	-----	---	--	-----	---	--	------	-----	--

Баланс мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.4

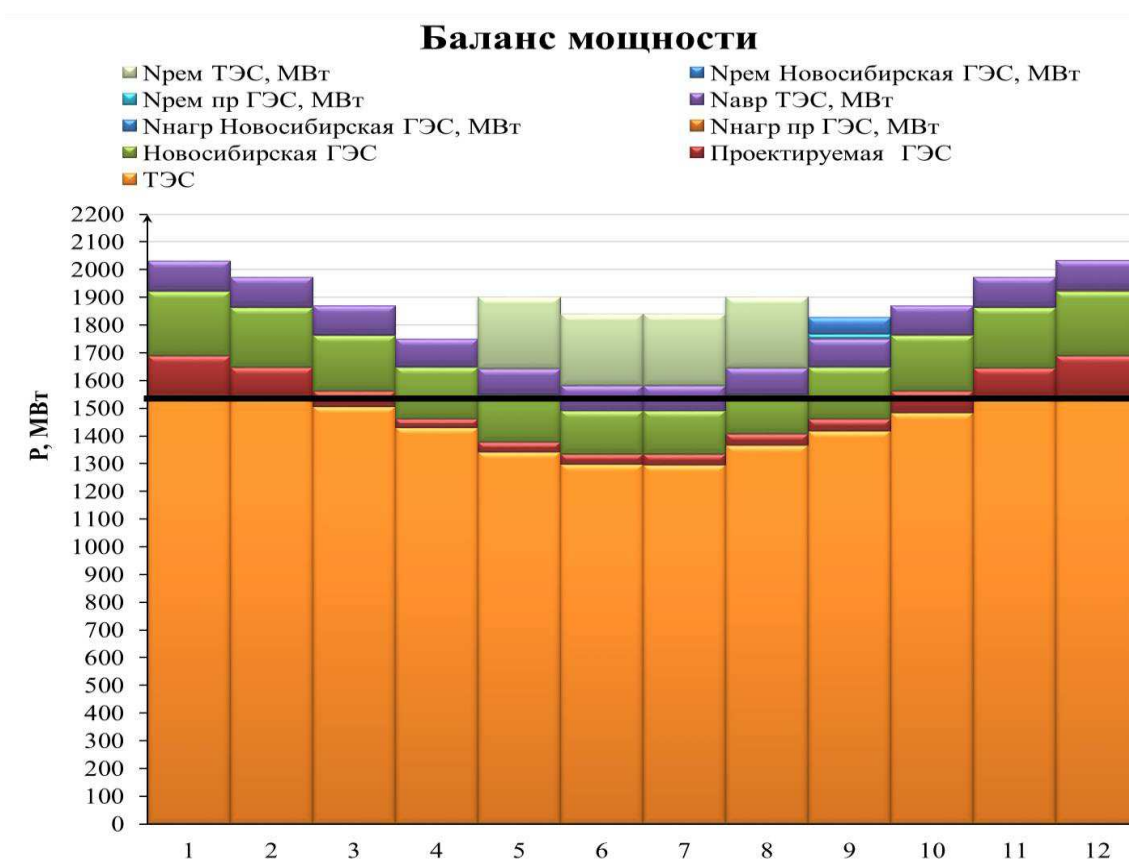


Рисунок 2.4 – Баланс мощности энергосистемы

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Режимное поле

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

где, $Z_{нб}(V_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (3.1)$$

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

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (3.2)$$

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

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{вхк}=135 \text{ км}^3/\text{с}$

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов (таблица 3.1):

Таблица 3.1 – Диапазон изменений напоров и расходов

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{нб}, \text{ м}$	$H_{нпу}, \text{ м}$	$H_{умо}, \text{ м}$	$H_{звб1}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	127	39,3	28,7	35,7	35,7	472,6	32,0	526,5
44,5	127,6	38,7	28,1	35,1	35,5	475,9	31,7	523,6
232	129,34	37,0	26,4	33,4	35,2	479,3	31,2	519,9
420	130,36	35,9	25,4	32,4	35,0	482,7	30,8	516,1
635	131,08	35,2	24,7	31,6	34,7	486,2	30,3	512,3

Продолжение таблицы 3.1

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} , м	H _{нпу} , м	H _{умо} , м	Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} , м	H _{нпу} , м	H _{умо} , м	Q _{нб} , м ³ /с
855	131,64	34,7	24,1	31,1	34,5	489,7	29,9	508,5
1066	132,1	34,2	23,6	30,6	34,2	493,3	29,4	504,6
1266	132,49	33,8	23,3	30,2	34,0	497,0	29,0	500,8
1458	132,82	33,5	22,9	29,9	33,7	500,6	28,5	496,9
1660	133,12	33,2	22,6	29,6	33,5	504,4	28,1	492,9
1875	133,38	32,9	22,4	29,3	33,2	508,2	27,6	488,9
2086	133,62	32,7	22,1	29,1	33,0	512,0	27,2	484,9
2293	133,84	32,5	21,9	28,9	32,7	516,0	26,7	480,9
2499	134,04	32,3	21,7	28,7	32,5	519,9	26,3	476,8
2690	134,23	32,1	21,5	28,5	32,2	524,0	25,8	472,7
2912	134,4	31,9	21,3	28,3	32,0	527,2	25,2	467,2

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{\max} = 37,8$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{\min} = Q_{\text{сан.пуск.}} = 135$ м³/с;

- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 32,0$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{\min} = 25,2$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

По значениям из таблицы 3.1 строится режимное поле (рисунок 3.1) с учетом ограничений по мощности и пропускной способности.

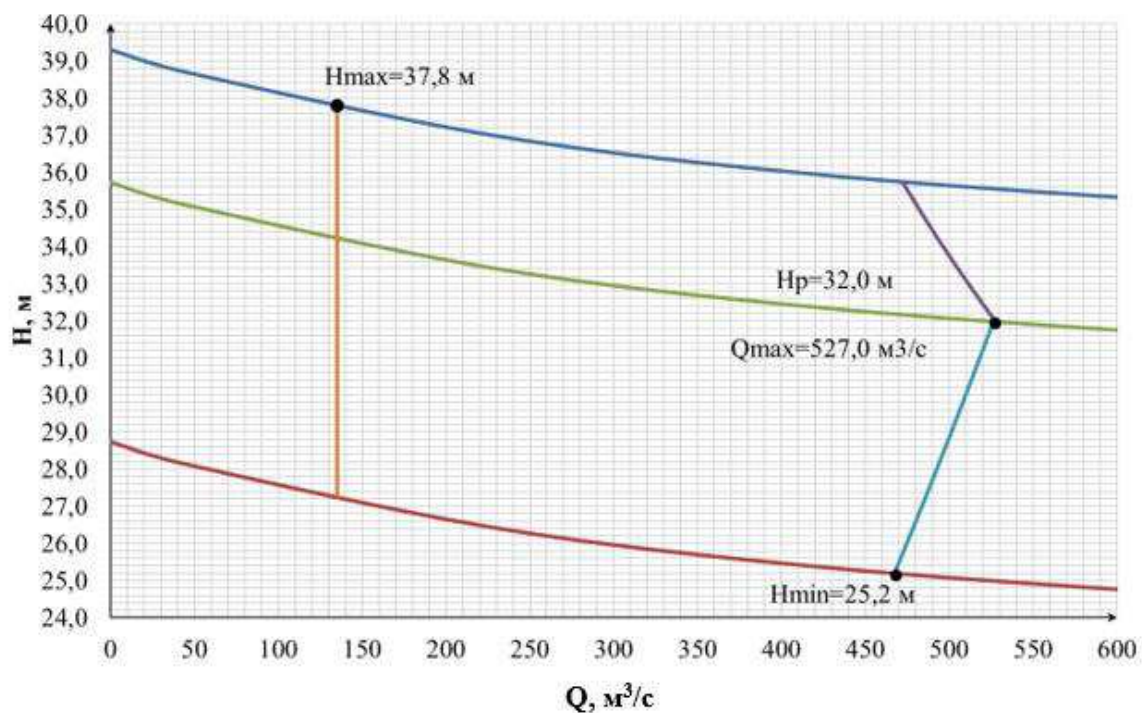


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

Для данного напора выбираем следующие поворотно-лопастные гидротурбины:

поворотно-лопастные ПЛ406-В;

Составляем таблицу параметров гидротурбины таблица 3.2:

Таблица 3.2 – Параметры выбранного типа модельной гидротурбины

Параметр		ПЛ406-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	40
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 \text{ opt}}, \text{ об/м}$	123
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,904

Продолжение таблицы 3.2

Параметр		ПЛ406-В
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{ л/с}$	1700
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}, \text{ м}$	0,46
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	4
Температура	$t_{мод}, ^\circ\text{C}$	20

На ГУХ намечаем расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$\text{Для ПЛ406-В} - Q'_{(p1)} = 1,26 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,934$$

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

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

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.3)$$

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

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

- Работа одного агрегата при t_{max} напоре и номинальной мощности
- Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности
- Работа одного агрегата при t_{min} напоре и соответствующей ему мощности

на линии ограничения

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma * H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.4)$$

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

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

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

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

Рассчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по кривой связи нижнего бьефа. График зависимости $Z_{\text{нб}} = f(Q)$ показан на рисунке 3.2:

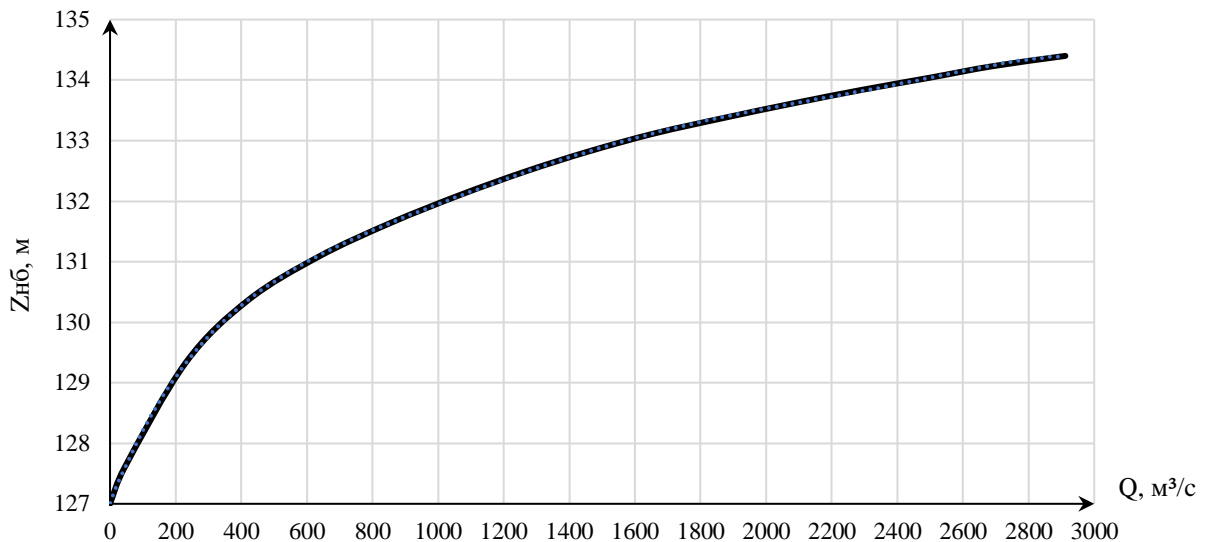


Рис.3.2 График зависимости $Z_{\text{нб}} = f(Q)$

Полином зависимости $Z_{\text{нб}}=f(Q)$:

$$y = -0,000000000000000000217099797826x^6 + 0,000000000000000219255013417196x^5 - 0,000000000000876497432508619x^4 + 0,0000000177539038349189x^3 - 0,0000197453244972223x^2 + 0,013719343806315x + 127,013640003075$$

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

$$Z_{\text{РК}}(H_{\text{min}}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\text{min}})) + H_s(H_{\text{min}}), \quad (3.5)$$

$$Z_{\text{РК}}(H_{\text{расч}}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\text{расч}})) + H_s(H_{\text{расч}}), \quad (3.6)$$

$$Z_{\text{РК}}(H_{\text{max}}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\text{max}})) + H_s(H_{\text{max}}). \quad (3.7)$$

Составим таблицу для ПЛ406-В, таблица 3.3:

Таблица 3.3 Параметры гидротурбины ПЛ40б-В

D_1	4,75	5	5,3	6	6,3
$Q'(H_{min})$	1,5	1,36	1,2	1,4	1,28
$Q'(H_{расч})$	1,61	1,42	1,29	1,51	1,37
$Q'(H_{max})$	1,24	1,12	0,99	1,16	1,06
$Q(H_{min})$	172,71	173,51	172,02	257,27	259,27
$Q(H_{расч})$	208,18	203,45	207,67	311,54	311,63
$Q(H_{max})$	17,37	174,51	173,32	260,27	262,21
$Z_{нб}(Q(H_{min}))$	128,79	128,8	128,78	127,74	127,75
$Z_{нб}(Q(H_{расч}))$	129,12	129,08	129,11	128,03	128,03
$Z_{нб}(Q(H_{max}))$	128,81	128,81	128,8	127,75	127,76
$\sigma(H_{min})$	0,51	0,42	0,34	0,46	0,39
$\sigma(H_{расч})$	0,55	0,44	0,37	0,47	0,41
$\sigma(H_{max})$	0,35	0,28	0,23	0,3	0,27
$H_s(H_{min})$	-4,06	-1,81	0,19	-2,81	-1,06
$H_s(H_{расч})$	-8,80	-5,31	-3,08	-6,26	-4,35
$H_s(H_{max})$	-4,54	-1,90	-0,01	-2,65	-1,52
$Z_{рк}(H_{min})$	124,73	126,99	128,97	124,93	126,69
$Z_{рк}(H_{расч})$	120,32	123,77	126,03	121,77	123,68
$Z_{рк}(H_{max})$	124,27	126,91	128,79	125,10	126,24

Из анализа полученных вариантов для ПЛ40а-В и ПЛ40б-В, была выбрана турбина ПЛ40б-В-630, т.к турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для данного диаметра было найдено значение H_s которое обеспечивает бескавитационный режим.

Отметка установки РК: 123,68 м.

3.4 Выбор типа серийного генератора

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

По частоте вращения и мощности подходит СВ-1070/145-52 УХЛ5, данные генератора представлены в таблице 3.4:

Таблица 3.4 Данные гидрогенератора СВ-1070/145-52 УХЛ5

S ном, МВт	P ном, МВт	n _{синх} , об/мин	cos φ	η	Система возбуждения	Масса т	Высота активной стали, мм	Исполнение
100	80	115,4	0,8	97,6	электромашинная	700	10700	Зонтичное

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

3.5.1 Выбор типа маслонапорной установки

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

По номограмме определяется тип маслонапорной установки для напора 40 м и D1 – 6,3 м: МНУ 12,5/1-40-12,5-2,

где: 12,5 - объем гидроаккумулятора

1 - количество гидроаккумуляторов

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²

12,5 – вместительность сливного бака в м³

2- количество насосов.

3.5.2 Выбор электрогидравлического регулятора

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

Выбранный регулятор: ЭГРК-2И1-150-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР - электрогидравлический регулятор

И - на интегральных микросхемах

150- диаметр главного золотника

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

3.6 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС должна выбираться в соответствии с ГОСТ 108.023.105–84.

Для выбора схемы компоновки необходимы следующие данные:

Тип генератора: Зонтичный;

Номинальные значения D₁: 6,3 м;

Расположение подпятника генератора: на нижней крестовине;

Расположения подшипников генератора;
Верхнего: в верхней крестовине.

3.7 Выбор кранового оборудования

Крановое оборудование выбирается по массе самой тяжелой части основного оборудования:

Устанавливаем в машинном зале ГЭС кран мостовой г/п 350/50 т.

3.8 Определение геометрических размеров здания ГЭС

Исходя из диаметра шахты гидроагрегата, принимаем ширину машинного зала 40,82 м.

Ширина агрегатного блока:

$$B_{\text{бл}} = (2,8 \div 3,2) \cdot D_1 = 3 \cdot 6,3 = 18,9 \text{ м.} \quad (3.8)$$

Длина здания ГЭС поперек течения:

$$L_{\text{ГЭС}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 2 \cdot 18,9 + 34,02 = 40,82 \text{ м,} \quad (3.9)$$

где $L_{\text{мп}}$ – длина монтажной площадки:

$$L_{\text{мп}} = 1,3 \cdot B_{\text{бл}} + B_{\text{кр}} = 1,3 \cdot 18,9 + 0,5 \cdot 18,9 = 34,02 \text{ м.} \quad (3.10)$$

Ширина здания ГЭС вдоль течения:

$$B_{\text{бл}} = (7,5 \div 8,5) \cdot D_1 = 8,5 \cdot 6,3 = 53,55 \text{ м.} \quad (3.11)$$

Высоту и пролёт машинного зала назначаем минимально возможными их условия проноса наиболее крупного монтажного узла $H_{\text{мз}} = 23,28 \text{ м.}$

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

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

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

Тип блока выбирается на основании технико–экономического расчета.

На Инской ГЭС будет устанавливаться два гидроагрегата мощностью 81 МВт каждый. Для проектируемой ГЭС выберем схему с одиночными блоками, так количество генераторов равно два, применение укрупненных блоков не целесообразно. (рис. 4.1)

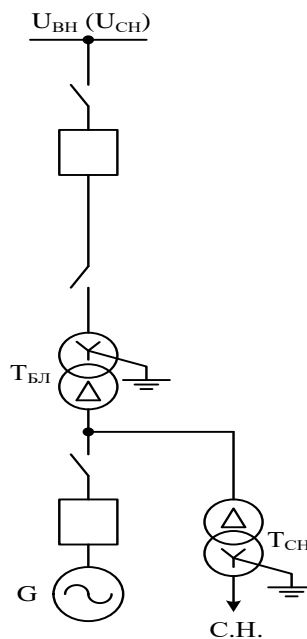


Рисунок 4.1 – Структурная схема простого блока

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Так как установленная мощность проектируемой ГЭС до 2000 МВт, то мощность собственных нужд ГЭС принимается равным (1-2) % $P_{г\text{ ном}}$:

$$S_{с.н.} = n_{г} \cdot 0,01 \cdot S_{г\text{ ном}} = 2 \cdot 0,01 \cdot 100 = 2000 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $S_{г\text{ ном}} = 100 \text{ МВт}$ – номинальная мощность генератора.

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.} \quad (4.2)$$

В соответствии с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

По каталогу ООО «ПК Славэнерго» (г. Ярославль) – «Электротехнический завод» выбираются трансформаторы ТСЗ-200/35. Данная компания представляет возможность заказа трансформаторов с нестандартным рядом напряжений. Принимаем трансформатор собственных нужд ТСЗ – 1600/15/0,4. Данные трансформатора представлены в таблице 4.1

Выбранный трансформатор сухой, имеет литую изоляцию. Сухие трансформаторы имеют более низкий уровень шума, пожаробезопасности и имеют крайне малые эксплуатационные затраты в сравнении с масляными. Так же их обмотки не имеют открытых частей, что делает их защищенными от пыли, влаги и плесени.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1600/15/0,4

$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
1600	13,8	0,4	6	14	2,7

4.2.2 Выбор главных повышающих трансформаторов

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

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

$$S_{\text{расч}} = S_{г\text{ ном}} - S_{с.н.} = 100 - 2 = 98 \text{ МВА}. \quad (4.3)$$

По каталогу "Онлайн электрик" выбираются трансформаторы ТДЦ-125000/220. Трансформатор стационарный силовой масляный трёхфазный двухобмоточный с регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ) на стороне ВН в диапазоне $\pm 2 \times 2,5 \%$ предназначен для работы в блоках электростанций. Каталожные данные приведены в таблице 4.2:

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	13,8	11	315	79	0,55

4.3 Количество отходящих линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{\text{сн}}) = 2 \cdot (100 - 2) = 195 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.4)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos \varphi_c = 0,8.$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi} + 1 = \frac{195}{1,2 \cdot 135 / 0,8} + 1 = 1,96 \sim 2 \text{ шт}, \quad (4.5)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{195}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,26 \text{ кА}. \quad (4.6)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,26 = 0,27 \text{ кА}, \quad (4.7)$$

где $\alpha_{\text{и}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

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

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 240/32, которому соответствует минимальный допустимый ток.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 608 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{195}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,51 \text{ кА}. \quad (4.8)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Параметры провода марки АС – 240/32

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,6 \cdot 10^{-4}$

4.4 Техничко–экономический расчет

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{круз}}, \quad (4.9)$$

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

Стоимость одной ячейки КРУЭ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{\text{круз}} = 4 \text{ млн.руб}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 2 \cdot 60 + 2 \cdot 8 + 4 \cdot 4 = 152 \text{ млн. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.10)$$

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

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$З_1 = 0,15 \cdot 152000000 + 25242 = 22816828 \text{ руб.} \quad (4.11)$$

4.5 Выбор схемы распределительного устройства

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [30] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования» Схема с одиночными блоками представлена на рисунке 4.2:

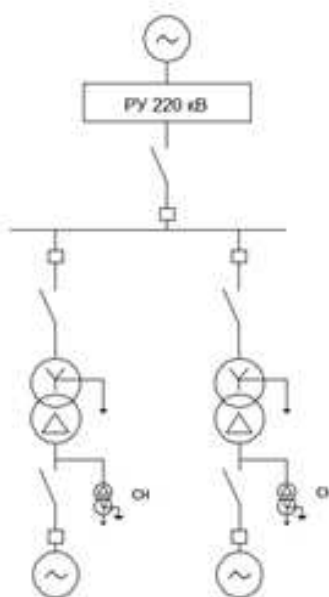


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками

4.6 Расчет токов короткого замыкания

4.6.1 Параметры элементов схемы для расчета токов КЗ

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,42 \text{ Ом.} \quad (4.12)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\delta} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.13)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 110 = 47,85 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{\delta 1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.17)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,06 \quad (4.18)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,22}{0,045 \cdot 314} = 0,02 \text{ Ом,} \quad (4.19)$$

$$r_c = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{322,67}{0,035 \cdot 314} = 29,36 \text{ Ом,} \quad (4.20)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 110 = 13,31 \text{ Ом,} \quad (4.21)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,315 \cdot 230^2}{125^2} = 1,18 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

4.6.2 Расчет токов КЗ с помощью ПО RastrWin

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Г2		14
3	<input type="checkbox"/>			y	3	ТР 1		14
4	<input type="checkbox"/>			y	4	ТР 2		14
5	<input type="checkbox"/>			y	5	КРУЭ 220		220
6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		y	6	СИСТЕМА		220
	<input type="checkbox"/>							

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	1	3		Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	2	4		Г2 - ТР 2							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5	1	ТР 1 - КРУЭ 220	1,18	51,54					0,060
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5	2	ТР 2 - КРУЭ 220	1,18	51,54					0,060
5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ЛЭП		В...	5	6		КРУЭ 220 - СИСТЕМА	13,31	47,85					
	<input type="checkbox"/>															

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,020	0,420	0,020	0,420	0,020	0,420	15,590
2			2	Г2	2	0,020	0,420	0,020	0,420	0,020	0,420	15,590
3			3	СИСТЕМА	6	29,360	322,670	29,360	322,670	29,360	29,360	230,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчёта в точках КЗ представлены в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	I _{п.0}	i _y
1ф	5	9,15	14,23
3ф	5	6,13	9,54
3ф	1	21,50	33,45

4.7 Выбор и проверка оборудования

В качестве электрооборудования на генераторное напряжение 10,5 кВ в связи отсутствия на данный класс напряжения генераторного комплекса произведем выбор выключателей и разъединителей, ТТ и ТН, анализаторов и синхронизаторов. Проверка на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

4.7.1 Определение расчетных токов и утяжелённого режима

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

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

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г2:

$$I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г,ном}}} = 1,05 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,18 \text{ кА.} \quad (4.23)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-125000/220:

$$I_{\text{Т1-Т2,раб.мах}} = \frac{S_{\text{Т,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,ном}}} = \frac{125,0}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,33 \text{ кА.} \quad (4.24)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 220 кВ:

$$I_{\text{Л1-Л3,раб.мах}} = \frac{S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\text{Г1-Г3}} - S_{\text{Тсн}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{195}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 0,26 \text{ кА,} \quad (4.25)$$

$$I_{\text{Л1-Л3,раб.утж}} = \frac{S_{\text{Г1-Г3}} - S_{\text{Тсн}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{195}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 0,51 \text{ кА.} \quad (4.26)$$

4.7.2 Выбор электрических аппаратов

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников –

важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;

4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

4.7.3 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

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

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

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}}$$

Используя каталоги производителей ОАО ВО «Электроаппарат»[24] и ЗАО «ВЗВА» [25] выбираем генераторный комплекс КАГ-20, в состав которого входит элегазовый выключатель ВГГ-20-90/8000 У3 и разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н У3. Таблица 4.5 по выбору генераторного выключателя и разъединителя представлена ниже:

Таблица 4.5–Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20-90/6300 УЗ	Разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 4180 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20-90/6300 УЗ	Разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ
	$I_{\text{пр.скв}} = 90 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 410 \text{ кА}$
	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 410 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 90 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 69,03^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 190,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов представлены в таблице 4.6:

Таблица 4.6– Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» [27], микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

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

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

4.7.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШ-20. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат» [26]. Проверка трансформатора тока ТШ-20 представлена в таблице 4.7:

Таблица 4.7 –Проверка трансформатора тока ТШ-20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5737 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$i_y < i_{\text{дин}}$	$i_y = 177 \text{ кА}$	160 кА
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	26 В · А	40 В · А

Выбран трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ 20 [29]. Производитель ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». Параметры трансформатора напряжения НОЛ-СЭЩ 20 представлены в таблице 4.8:

Таблица 4.8– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	26 В · А	75 В · А

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–П1–15/18/10/2УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО [31]».

4.8 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем элегазовый баковый выключатель ВГБУ-220 и разъединитель РД-220. Таблица 4.9 по выбору генераторного выключателя и разъединителя представлена ниже:

Таблица 4.9–Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-220	Разъединитель РД-220
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 330 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 6,99^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 1,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 125^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВГБУ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш» [28]. Проверка трансформатора тока ТВГ-220-III-2000/5 представлена в таблице 4.10

Таблица 4.10- Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 509 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК» [30]. Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.11:

Таблица 4.11 - Выбор и проверка оптического трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-220/163/10/2III(IV)УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО» [31].

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Расчет номинальных токов

В этом разделе будет производиться расчет номинальных токов, которые являются фундаментом для выполнения данного курсового проекта.

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1648 \text{ A}, \quad (5.1)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная полная мощность генератора, взята для генератора СВ–375/115–16;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{1648 \cdot 1}{2000/5} = 4,12 \text{ A}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{\text{ТТ НН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ Т}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ A}, \quad (5.3)$$

где $S_{\text{НОМ Т}}$ – номинальная полная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{НОМ Т}}$ – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{201}{400/5} = 2,5 \text{ A}, \quad (5.4)$$

где $K_{\text{ТТ ВН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне высшего напряжения.

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ,ТЧН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 35 \text{ A}, \quad (5.5)$$

где $S_{\text{ном сн}}$ – номинальная полная мощность трансформатора собственных нужд.

Вторичный ток трансформатора собственных нужд:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{ТТ ВН ТЕ}}} = \frac{35}{200/5} = 0,9 \text{ А}, \quad (5.6)$$

5.2 Технические данные оборудования

Технические данные оборудования представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Технические данные оборудования

Наименование оборудования	Наименование параметра		Параметр
генератор	тип		СВ 375/115–16
	номинальная мощность	полная, МВА	30
		активная, МВт	27
	коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,9
	частота тока, Гц		50
	частота вращения, об/мин		375
	число фаз обмотки статора		3
	номинальный ток статора, А		1648
	ток ротора при номинальной нагрузке, А		990
	индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.	синхронное X_d	1
		переходное $X'd$	0,3
		сверхпереходное $X''d$	0,2
	индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.		0,24
	емкость обмотки статора, мкФ		0,71
	соединение фаз обмотки статора		«звезда»
трансформатор	тип		ТДН 40000/110–У1
	номинальное напряжение, кВ	ВН	115
		НН	10,5
	напряжение короткого замыкания, %		10,5
	схема и группа соединений		Yн/D–11

5.3 Перечень защит основного оборудования

Согласно ПУЭ [45] для гидрогенератора СВ 375/115–16 мощностью 27 МВт должны быть предусмотрены следующие виды защит:

- 1) защита от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- 2) защита от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- 3) защита от внешних коротких замыканий;
- 4) защита от перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения;
- 5) защита от симметричной перегрузки обмотки статора генератора;

- 6) защита от повышения напряжения на статоре генератора;
- 7) защита от асинхронного режима с потерей возбуждения;
- 8) защита от асинхронного режима без потери возбуждения;
- 9) защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;
- 10) устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Виды защит для трансформатора ТД 40000/110–У1 в соответствии с ПУЭ [45]:

- 1) защита от однофазных замыканий на землю в обмотке трансформатора и на её выводах;
- 2) защита от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- 3) замыканий между витками в обмотках трансформатора;
- 4) защита от внешних КЗ;
- 5) защита от симметричной перегрузки обмоток трансформатора;
- 6) защита от повышения напряжения на трансформаторе;
- 7) защита от понижения уровня масла;
- 8) газовая защита.

Виды защит для трансформатора собственных нужд ГЭС ТСЗ 630/10/0,4 в соответствии с ПУЭ [45]:

- 1) газовая защита;
- 2) защита от внешних КЗ;
- 3) защита от перегрузки.

Виды защит на секционном выключателе РУ 110 кВ в соответствии с ПУЭ [45]:

- 1) защита от многофазных КЗ (двухступенчатая токовая защита);
- 2) защита от замыканий на землю (трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности).

Виды защит на линиях электропередачи 110 кВ в соответствии с ПУЭ [45] делятся на основные и резервные. Основной защитой для линий 110 кВ является дифференциально–фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ. В качестве резервных защит принимаются:

- 1) защита от многофазных замыканий (трехступенчатая дистанционная защита)
- 2) защита от замыканий на землю (четырёхступенчатая токовая направленная защита);
- 3) устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

5.4 Описание и расчет уставок защит

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{ном}} = 4183,7 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 6000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.7)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб(н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{н}} = 0,1 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.8)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{н}}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{нб(кз)}} = K_{\text{ап}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{макс}}, \quad (5.9)$$

где $K_{\text{ап}} = 2$ - коэффициент апериодической составляющей;

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

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

$I_{\text{макс}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{макс}} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{\text{н}}. \quad (5.10)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 4183,7 = 2148,9 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.12)$$

$$K_T > \frac{2148,9 \cdot 2}{21489},$$

$$K_T > 0,2,$$

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):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.14)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

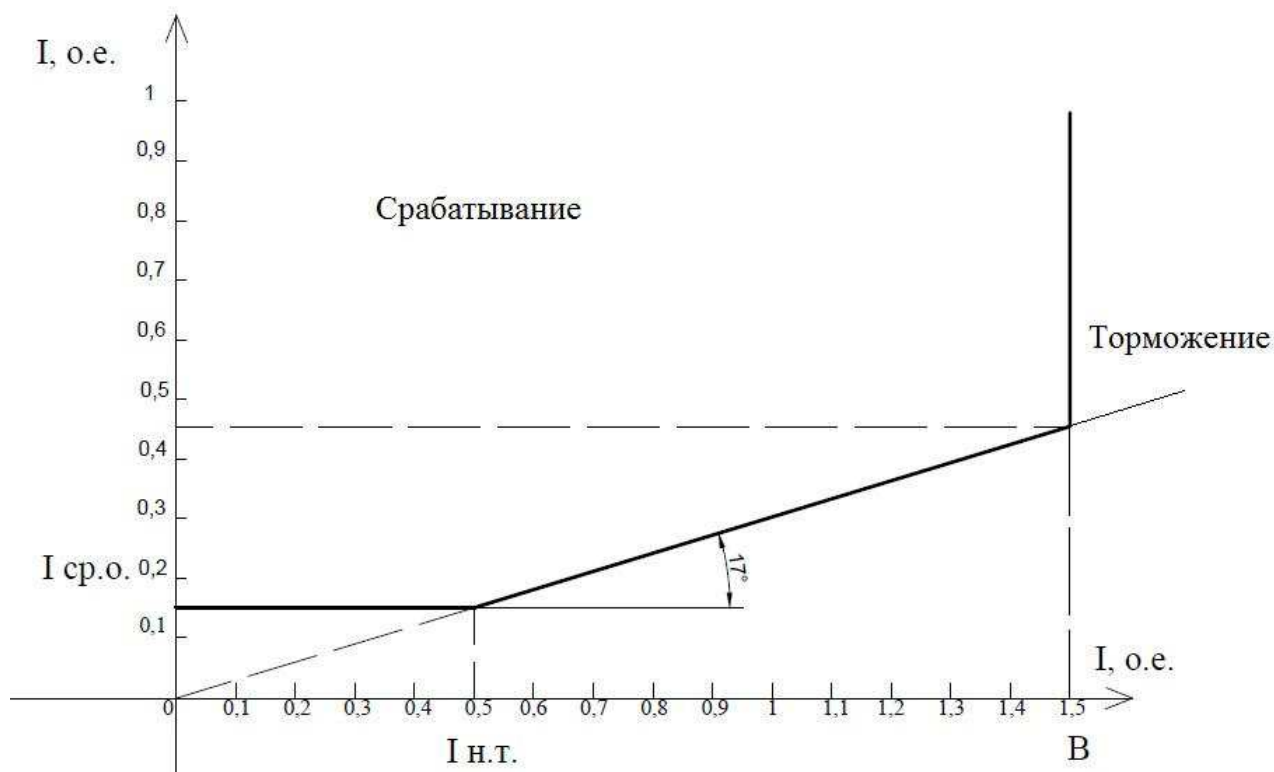


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

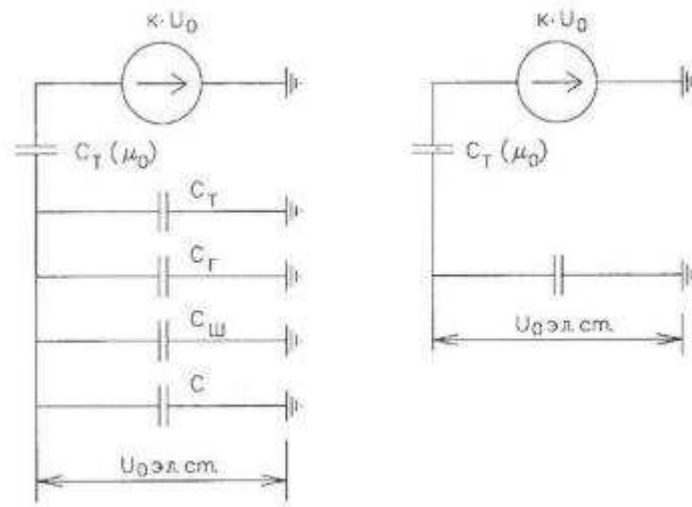


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_Ш$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:
 Емкости генератора и генераторного выключателя:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} = 0,012 + 0,91 + 0,008 + 0,35 = 1,28 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.15)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.16)$$

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

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

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.17)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 9,6 \text{ A.} \quad (5.18)$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,28} = 216,27 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}, \quad (5.19)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 216,27}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}},$$

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

$$U_{CP} \geq 1,42,$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.20)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.22)$$

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.

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)

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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.23)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.24)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.25)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.26)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.27)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с} \quad (5.28)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.29)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.30)$$

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

Таблица 5.2 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

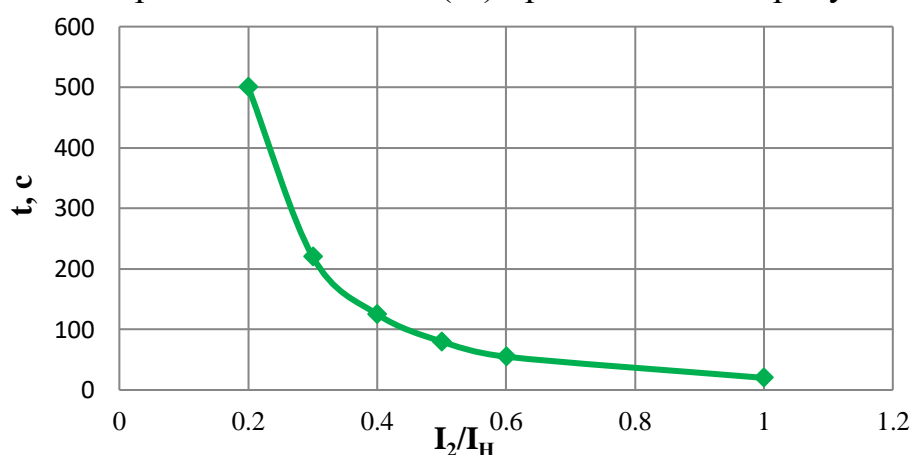


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + 2 \cdot x_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,22 + 0,18 + 2 \cdot 0,11)} = 1,24 \text{ о. е.}, \quad (5.31)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

x_{Γ} - сопротивление обратной последовательности генератора;

x_{T} - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.32)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d\text{ВН}}'' + x_{\text{T}} + x_{\text{Л}})} = 0,006 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

$$x_{d\text{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 67,65, \quad (5.34)$$

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к}}\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,088, \quad (5.35)$$

$$x_{\text{Л}}^* = x_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 47,85 \cdot \frac{100}{242^2} = 0,082. \quad (5.36)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I_{2C.3.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = 0,006 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,21. \quad (5.37)$$

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 межшинный выключатель, 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.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (П1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.38)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.39)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

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

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

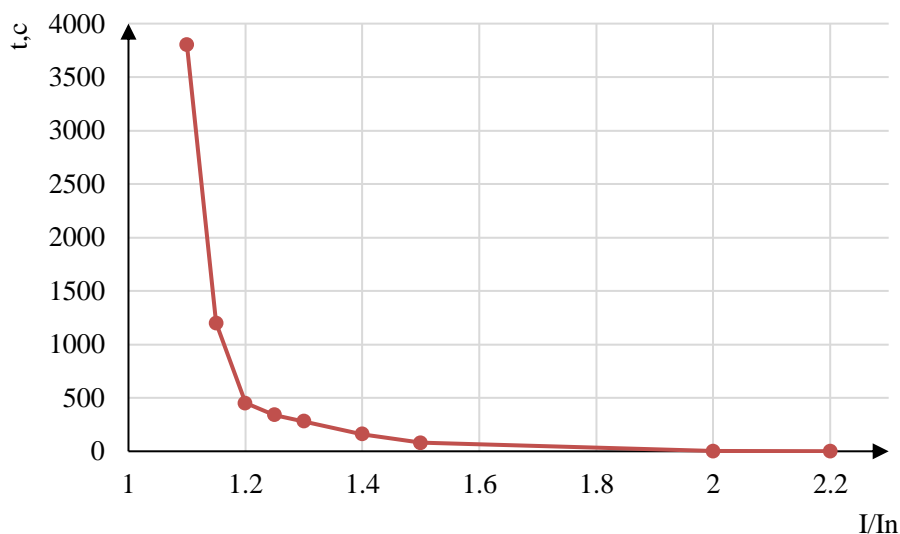


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.40)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot \frac{13800}{100,0}} = 66 \text{ В}. \quad (5.41)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на межшинный выключатель, 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.

5.4.6 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.42)$$

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

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

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 5.4:

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

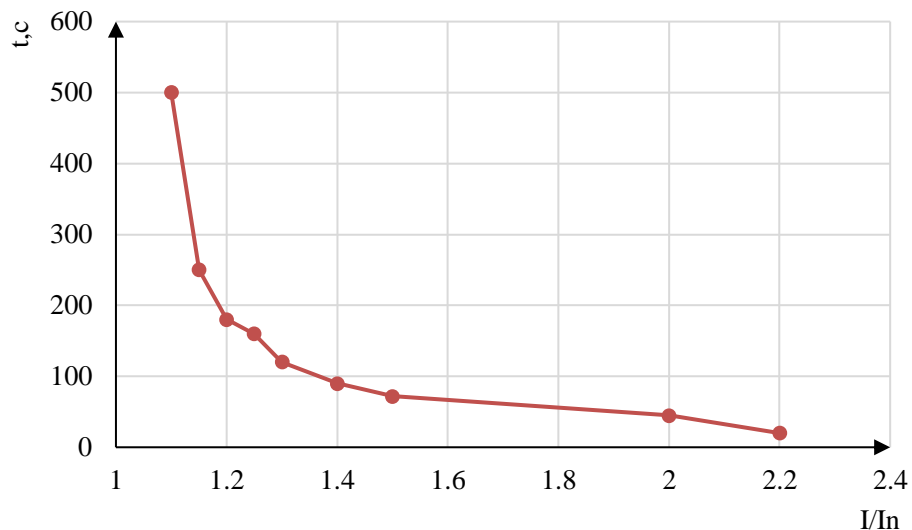


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.44)$$

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

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

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми 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:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 74,06 + \frac{0,8}{2} \cdot 49,67 = 79,12 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,14 \cdot 230^2}{100} = 74,06 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,14 \cdot \frac{100}{125} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{100}{230^2} \cdot 49,67 = 0,127,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,127 \cdot 1,9 = 0,24 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{100} = 1,9.$

Уставка будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,24 \cdot \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,74 \text{ Ом}. \quad (5.47)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,8 \text{ Ом}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4183,7} = 2,07 \text{ Ом}, \quad (5.48)$$

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

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

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

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

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

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337. \quad (5.51)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 70,31^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{СЗII} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.52)$$

$$Z_{СЗII} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,67 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{СЗII} = \frac{Z_{СЗII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,67 \cdot 5000/5}{13800/100} = 4,86 \text{ Ом.} \quad (5.54)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,86 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{СМ1} = 0,036 \text{ Ом}$, $Z_{СМ2} = 0,105 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на межшинный выключатель, 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6

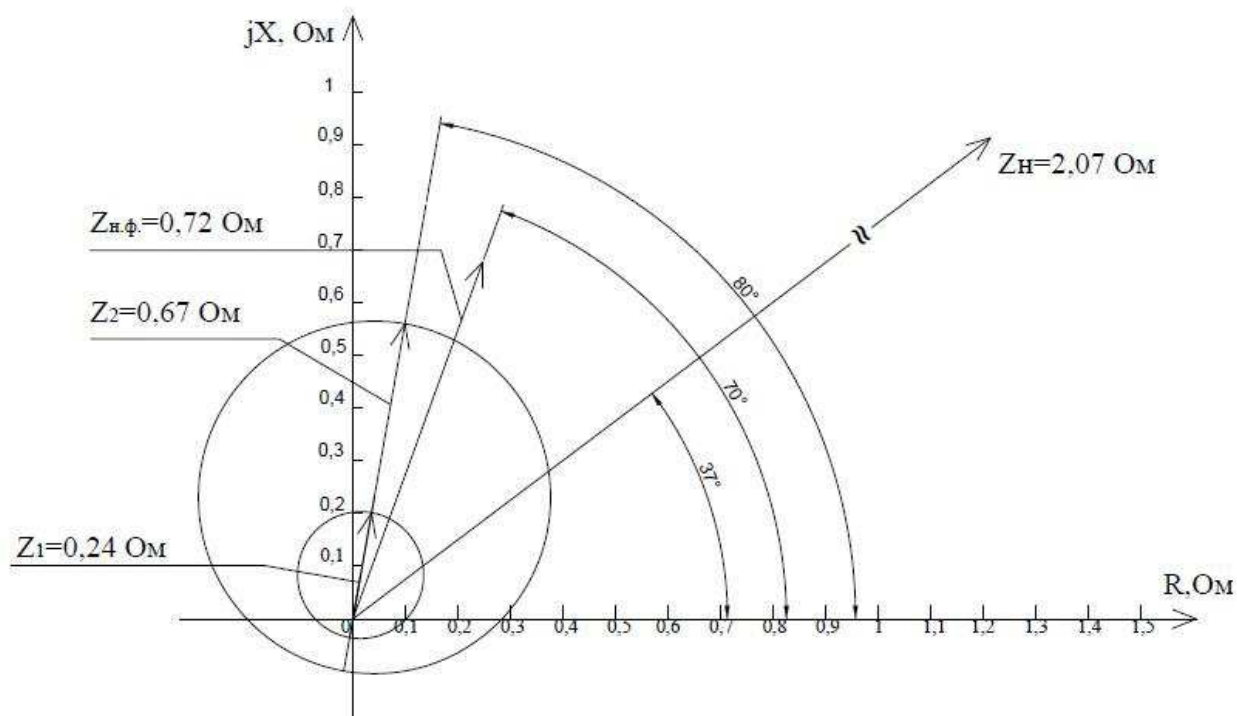


Рисунок 5.6 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА». Шкаф ШЭ1113-910AG.

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

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

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и

высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.5:

Таблица 5.5 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,27 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,21 \cdot I_H$	0,88 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,47 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,6 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	6,4 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,24	1,8 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,67	4,86 Ом
	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,47 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,6 А

Защита ротора от перегрузки		Отсечка	$I_{P \text{ ПУСК.}}$	$2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$	9,38 А
-----------------------------	--	---------	-----------------------	--------------------------------	--------

Матрица отключений представлена в таблице 5.6:

Таблица 5.6 – Матрица отключений защит

Действие			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение МПВ	
Защиты										
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	IΔG		+	+	+	+				
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		+	+					

6 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью $\nabla_{ГБП}$ наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

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

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

Для скорости ветра $V_w = 15$ м/с принимаю $K_w = 1,65 \cdot 10^{-6}$. Длина разгона представлена на рисунке 6.1: $L = 1210$ м.

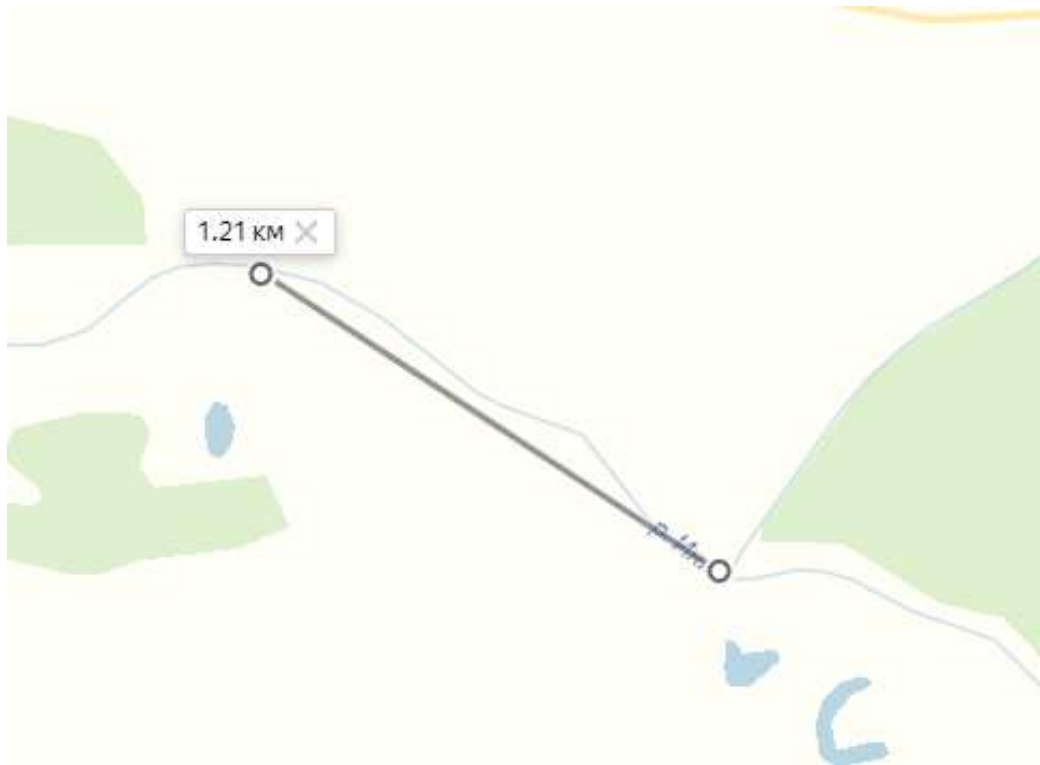


Рис. 6.1 – Длина разгона волны

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 1210}{15^2} = 53,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{15} = 14126$$

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

2. По верхней огибающей кривой и значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{gh}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$, представленные в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Параметры безразмерных комплексов

$\frac{gL}{v^2}$	$\frac{gh}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
53	0,035	2,4
$\frac{gt}{v}$	$\frac{gh}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
14126	0,095	4,22

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

$$\bar{h} = \frac{0,035 \cdot v^2}{g} = \frac{0,035 \cdot 15^2}{9,81} = 0,80 \text{ м}, \quad (6.2)$$

$$\bar{T} = \frac{2,4 \cdot v}{g} = \frac{2,4 \cdot 15}{9,81} = 3,67 \text{ с}. \quad (6.3)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,67^2}{2 \cdot 3,14} = 21,04 \text{ м}. \quad (6.4)$$

4. Условие $d = 20 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 10,52 \text{ м}$ выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны.

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 0,8 \cdot 2,11 = 1,69 \text{ м}, \quad (6.5)$$

где: $k_i = 2,11$ – коэффициент принимаемый по графику (рис. 2).

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 167 + 1,69 + 0,81 = 169,5 \text{ м},$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 169,5 - 127 = 42,50 \text{ м}.$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 162 + 1,6 \cdot 5 = 170 \text{ м}, \quad (6.6)$$

где $H_{ст} = 5$ м, определено в разделе 2.2.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 170 метра.

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

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

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{р.осн.} = Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} = 749 - 288 = 461 \text{ м}^3/\text{с}., \quad (6.7)$$

где Q_{max} — максимальный основной расход 0,1% обеспеченности,

$V_{пол}$ — полезный объем водохранилища; $t_{ср}$ — время сработки (6 месяца, принято из водно-энергетических расчетов);

$Q_{ГЭС}$ — расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6 включительно [36].

$$H_{осн} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{0,1\%}) = 167 - 34,7 = 50,3 \text{ м}. \quad (6.8)$$

$H_{осн} > H_{min}$, $34,7 > 25$, соответственно, пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$Q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{83,5 \cdot 1000}{9,81 \cdot 31,8 \cdot 0,93} = 288 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}., \quad (6.9)$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot (2 - 1) = 1 \cdot 288 = 288 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.10)$$

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{в} = 1,25 \cdot q_{р}, \quad (6.11)$$

где $q_{р}$ — удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.12)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$, $УНБ = 132,3$ м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = УНБ - \nabla_{\text{дна}} = 131,4 - 127 = 4,4 \text{ м}, \quad (6.13)$$

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

$$q_p = 5,0 \cdot 4,4 = 22,0 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда:

$$q_b = 1,25 \cdot 22,0 = 27,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{461}{27,5} = 16,763,92 \text{ м}. \quad (6.14)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 12$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{16,76}{12} = 1,40 \approx 2. \quad (6.15)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 12 \cdot 2 = 24 \text{ м}. \quad (6.16)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского $\delta_b = 0,25 \cdot b + (0,5 - 2)\text{м} = 0,25 \cdot 12 + 1,68 = 3,6$ м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_b = B + (n - 1) \cdot \delta_b = 24 + (2 - 1) \cdot 3,6 = 27,6 \text{ м}. \quad (6.17)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.18)$$

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

$$H_{01} = \left(\frac{461}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,28 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.19)$$

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

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

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

Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова) представлена на рисунке 6.2:

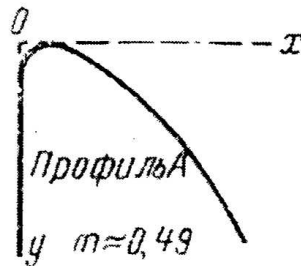


Рисунок 6.2 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n - 1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.20)$$

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

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{4,28}{9} = 0,959,$$

$$H_{02} = \left(\frac{461}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,959 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,39 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.21)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.22)$$

$$v_0 = \frac{461}{(167 - 127)(24 + (2 - 1) \cdot 3,6)} = 0,418 \text{ м/с,}$$

$$H = 4,37 - \frac{1,1 \cdot 0,418^2}{2 \cdot 9,81} = 4,36 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{ст}} = 5,0 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 167 - 5 = 162 \text{ м.} \quad (6.23)$$

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Очертание оголовка строится по координатам Кригера–Офицерова, где они перемножаются на $H_{\text{ст}}$.

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля, представленные в таблице 6.2:

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,63	27	13,00	10,61
2	0,50	0,18	28	13,50	11,45
3	1,00	0,04	29	14,00	12,31
4	1,50	0,00	30	14,50	13,05
5	2,00	0,03	31	15,00	14,12
6	2,50	0,14	32	15,50	15,07
7	3,00	0,30	33	16,00	16,04
8	3,50	0,50	34	16,50	17,03
9	4,00	0,73	35	17,00	18,05
10	4,50	0,99	36	17,50	19,09
11	5,00	1,28	37	18,00	20,16
12	5,50	1,61	38	18,50	21,25
13	6,00	1,97	39	19,00	22,36
14	6,50	2,38	40	19,50	23,49
15	7,00	2,82	41	20,00	24,61
16	7,50	3,31	42	20,50	25,73
17	8,00	3,82	43	21,00	26,85
18	8,50	4,37	44	21,50	27,98
19	9,00	4,94	45	22,00	29,10
20	9,50	5,54	46	22,50	30,22
21	10,00	6,18	47	23,00	31,34
22	10,50	6,85	48	23,50	32,47
23	11,00	7,54	49	24,00	33,59
24	11,50	8,27	50	24,50	34,71
25	12,00	9,47	51	25,00	35,83
26	12,50	9,80	52	25,50	36,96

Очертание оголовка плотины представлено на рисунке 6.3:

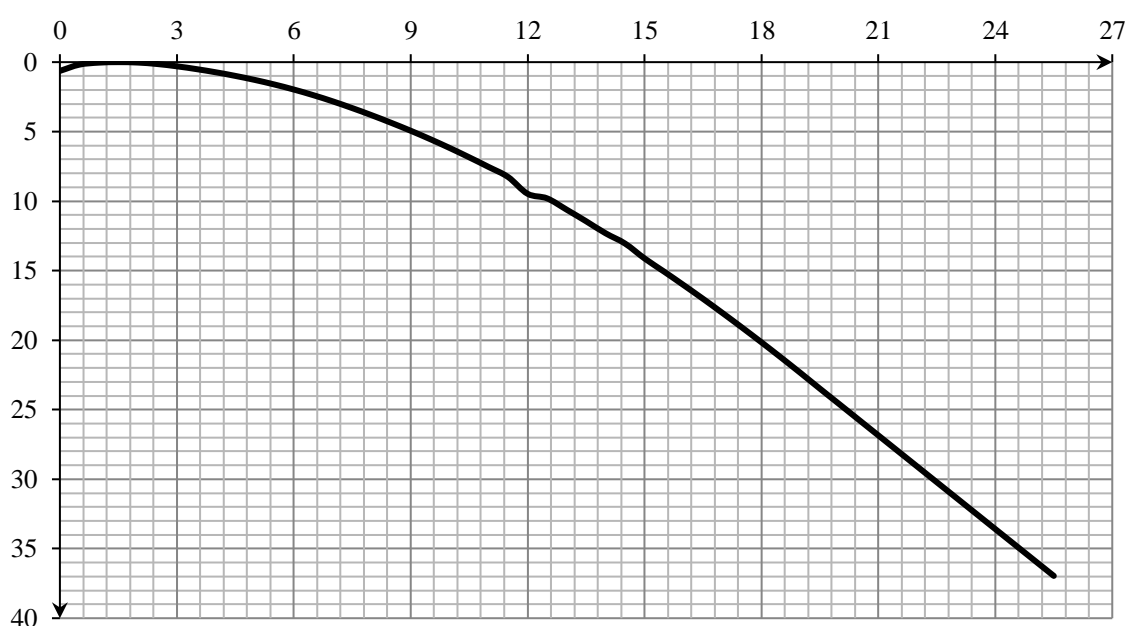


Рисунок 6.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Устанавливаю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 6.4). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

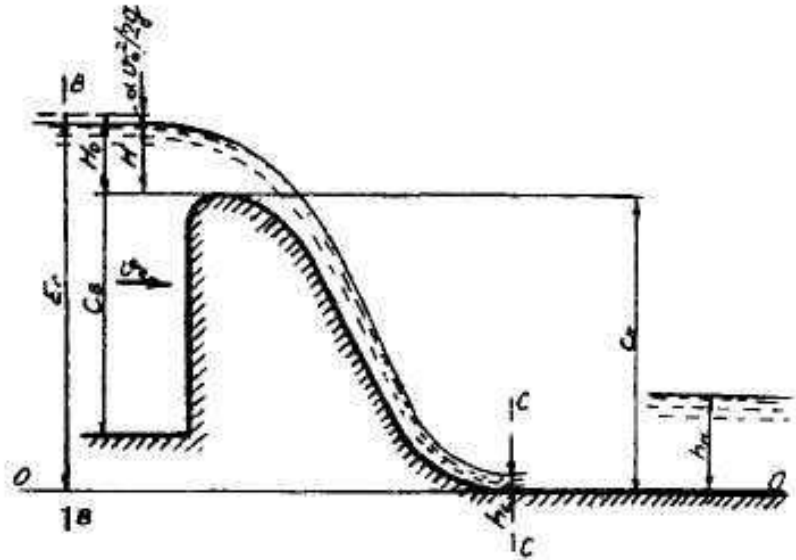


Рисунок 6.4 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{сж.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 461^2}{9,81 \cdot (27,6)^2}} = 3,15 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 167 - 127 = 40 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40}{3,15} = 12,69 \text{ м.} \quad (6.26)$$

По графику определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,24$ и $\xi_{T_0}'' = 2,8$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,24 \cdot 3,15 = 0,76 \text{ м}, \quad (6.27)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,8 \cdot 3,15 = 8,82 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Глубина в НБ при $Q_{осн}=749 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{НБ} = 4,4 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании (известняк) высотой более 40 м (высота плотины 46 м) гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.2.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

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

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{нб}^{max} + (1 - 2)\text{м} = 5,1 + 1,9 = 7,0 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где $h_{нб}^{max} = 5,1 \text{ м}$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 127 + 7 = 134 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 167 - 134 = 33 \text{ м}. \quad (6.31)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 33} = 22,90 \text{ м/с}, \quad (6.32)$$

где φ - коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,9.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{16,70}{22,90} = 0,73 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{22,90^2}{9,81 \cdot 0,73} = 73,29. \quad (6.34)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.35)$$

где K_a - коэффициент аэрации, принимаю равным 0,9; α - угол наклона носка, принимаю равным 30° ;

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 167 - 131,4 = 35,6 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Таким образом:

$$L = 0,9 \cdot 33 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{35,6}{33} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 45,3 \text{ м.}$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > (0,5 \div 0,6) \cdot Z_0 ,$$

$$45,3 > 20.$$

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

Глубина размыва – яма:

$$H_P = t - h_{\text{НБ}} , \quad (6.37)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H$; d – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{73,29}) \cdot \sqrt{73,29} \cdot \sqrt[4]{\frac{4,4}{1}} \cdot 0,73 = 12,81 ,$$

$$H_p = 12,81 - 4,4 = 8,41 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} , \quad (6.38)$$

где

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

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,73 \cdot \cos 30^\circ + 7 - 4,4)}{22,9^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,48,$$

$$L_1 = 45,31 + \frac{12,81}{0,48} = 72,09 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 3,15 + 3,7 \cdot 8,41 = 39,0 \text{ м.} \quad (6.39)$$

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

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 3,15 = 7,88 \text{ м.}$$

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2, уклон низового откоса 1:1,5.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (алевролит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

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

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 167 - 124 = 43 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_6 + (2 \div 3)), \quad (6.41)$$

где $\delta_6 = 0$, $\nabla_{\text{дна}} = 127 \text{ м}$.

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = 127 - 3 = 124 \text{ м,}$$

$$B_n = 0,7 \cdot 43 = 30 \text{ м.}$$

6.3.2 Разрезка плотины швами

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b;$$

где b_c – ширина секции с учетом разрезного быка,

b – ширина пролета в свету,

δ_b – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$$b_c = 12 + 3,6 = 15,6 \text{ м.}$$

6.3.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 3,6 м. Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

6.3.4 Устои

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

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

6.3.5 Противофильтрационные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 6.5.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 30 = 3,0 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где B - ширина подошвы плотины.

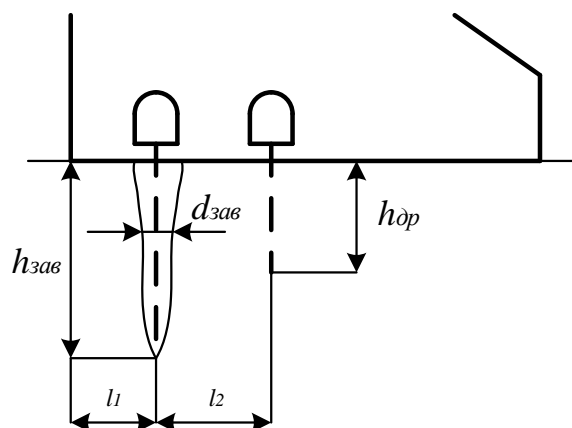


Рисунок 6.5 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 6 \text{ м}$.

Глубина завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 37,3 \approx 19 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.
Толщина завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n, \quad (6.44)$$

где $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБвхк}) \cdot 0,6 = (167 - 129,7) \cdot 0,6 = 22,4$ м – потер напора на цементационной завесе;

$J_{\text{кр}} = 15$ критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,25$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = 22,4 \cdot 1,25 / 15 = 1,8 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 19 \approx 9,5 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

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

Потери напора для плотин с цементационной завесой $H_{as}/H_d=0,4H$, а для дренажа $H_{dr}/H_d=0,20H$

6.3.7 Расчёт фильтрации

Фильтрация на скальном основании, схема представлена на рисунке 6.6.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 167 - 129,7 = 37,3 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.47)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20, \quad (6.48)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 37,3 = 14,92 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot 37,3 = 7,46 \text{ м}.$$

$$H_t = 5,7 \text{ м}.$$

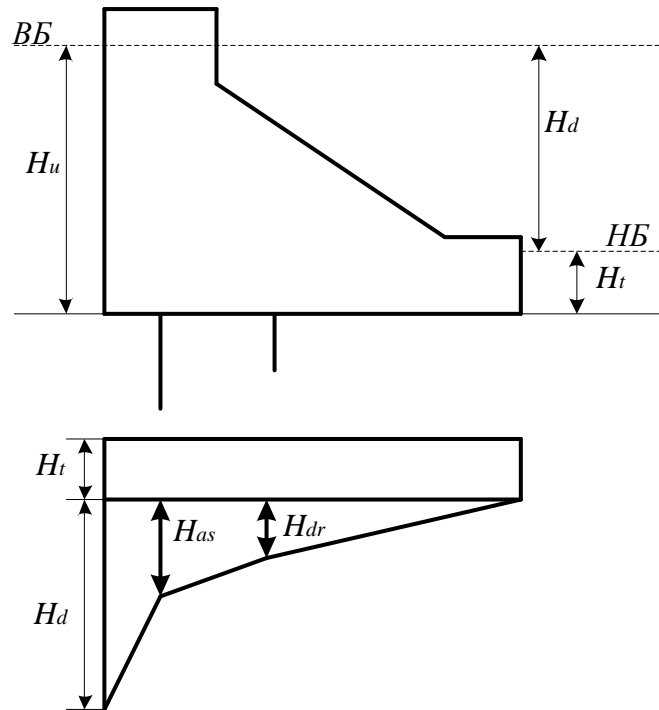


Рисунок 6.6 – Фильтрация на скальном основании

6.3.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 15 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 3,5 м, высотой – 3 м. Расположены на отметках 139,0 м; 154,0 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 1,5 м, высотой – 2,5 м.

6.3.9 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается

шириной 11 м, ширина пешеходной дорожки – 5 м, ширина путей козлового крана 3 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 20 м.

6.4 Статические расчёты плотины

6.4.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 780,25 \text{ м}^2,$$

$$S_6 = 1343,23 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{780,25 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 3,6} = 14130,93 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.49)$$

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

$$Y_{\text{пл}} = 3,95 \text{ м}.$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{1343,23 \cdot 3,6 \cdot 2400 \cdot 9,81}{12 + 3,6} = 7298,08 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.50)$$

$$Y_6 = -10,54 \text{ м}.$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.51)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (168 - 162 + 0,5) \cdot 12 = 78 \text{ м}^2. \quad (6.52)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 78 \cdot \sqrt{78} \cdot 9,81 = 371,68 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 43^2}{2} = 9069,35 \text{ кН/м}, \quad (6.53)$$

где $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 167 - 124 = 43 \text{ м.}$

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,7^2}{2} = 159,36 \text{ кН/м}, \quad (6.54)$$

где $H_H = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ПОД} = 129,7 - 124 = 5,7 \text{ м.}$

6.5 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 223,8 = 2195,48 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

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

Ординаты эпюр определим, как:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{под}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,7 = 55,92 \text{ кН.} \quad (6.55)$$

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

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{вз}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 171 = 1677,51 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.56)$$

6.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 12 \cdot 5 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 29,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.57)$$

где $\gamma_H = 12 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_H – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$$h_H = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 132 - 127 = 5 \text{ м}, \quad (6.58)$$

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{5 \cdot 29,4}{2} = 73,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.59)$$

Давление грунта:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_H h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 12 \cdot 5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -55,24 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.60)$$

где c – сцепление грунта, 150 кН/м^2 ;

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 10 = 13,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.61)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес сухого грунта равный $19,5 \text{ кН/м}^3$;

n_0 – пористость сухого грунта, $0,38$;

γ_w – удельный вес воды, 10 кН/м^3

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта:

$$p''_{гр} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{БЗВ} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (12 \cdot 5 + 13,3 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -44,44 \frac{кН}{м^2}, \quad (6.62)$$

где $h_{гр}$ – толщина грунта, 3 м.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-55,24 - 44,44}{2} \cdot 3 = -149,53 \frac{кН}{м}. \quad (6.63)$$

Так как значение активного давления по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта учитываться не будет.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

$$P'_{пн} = 0$$

$$P''_{пн} = [\gamma_{гр}^{БЗВ} \cdot h_{гр}] \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2C \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = [(13,3 \cdot 1)] tg^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 317,52 \frac{кН}{м^2}. \quad (6.64)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{п} = \frac{(P'_{пн} + P''_{пн})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{0 + 317,52}{2} \cdot 1 = 158,76 \text{ кН/м}. \quad (6.65)$$

6.6.1 Волновое давление

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,69^2}{21,04} = 0,43 \text{ м}, \quad (6.66)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,69 \cdot \left(\frac{21,04}{3,14} + \frac{0,43}{2} \right) = 57,44 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.67)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{21,04}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,69 = 2,7. \quad (6.68)$$

6.7 Расчет прочности плотины

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

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

Для удобства расчёта составим таблицу 6.3, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	9069,35	14,33	129993,95
Тн	1,00	←	159,36	-1,90	-302,79
Gб	0,95	↓	6933,17	-10,54	-73075,66
Gпл	0,95	↓	13424,38	-3,95	-53026,31
Wвзв	1,00	↑	1677,51	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	2195,48	7,25	15917,22
Qз	0,9	↓	21,44	-12,41	-266,11
$E_{\text{п}}$	0,8	←	127,01	-0,50	-63,50
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	57,44	40,29	2313,98
$E_{\text{н}}$	1,20	→	88,20	4,67	411,60
F		↔	9055,62		
N		↓↑	16506,01		
M		Σ	21902,37		

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

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{16506,01}{30,0} + \frac{6 \cdot 21902,37}{30,0^2} = -404,18 \text{ кН/м}^2, \quad (6.69)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 43 = -421,83 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.70)$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 167 - 124 = 43 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0, \quad (6.71)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -404,18 \text{ кН/м}^2, \quad (6.72)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 43 = -421,83 \text{ кН/м}^2. \quad (6.73)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{16506,01}{30,0} - \frac{6 \cdot 21902,37}{30,0^2} = -696,22 \text{ кН/м}^2, \quad (6.74)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -696,22 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 5,7 \cdot (1 - 0,78^2) = -446,22 \text{ кН/м}^2, \quad (6.75)$$

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

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 129,7 - 124 = 5,7 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 5,7 - 696,22) \cdot 0,78 = 499,91 \text{ кН/м}^2, \quad (6.76)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -696,22 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 5,7 \cdot 0,78^2 = -1086,52 \text{ кН/м}^2, \quad (6.77)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 5,7 = -55,92 \text{ кН/м}^2. \quad (6.78)$$

Расчёт краевых напряжений сведём в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-404,18	-696,22
σ_x	-421,83	-446,22
τ_{xy}	0	499,91
σ_1	-404,18	-55,92
σ_3	-421,83	-1086,52

6.8 Критерии прочности плотины

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.79)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности, для сооружений I класса; γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, $\gamma_{lc} = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $R_b = 7,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10; γ_{cd} – коэффициент условия работы; $\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок.
 $1,2 \cdot 1 \cdot |-1086,52| \leq 7500 \cdot 0,9,$
 $1358,15 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа}.$

2) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

$$-404,18 \text{ кПа} < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.80)$$

$$404,18 \text{ кПа} \geq 107,5 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.9 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.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.81)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega + \gamma_c \cdot E_{\text{п}} = \\ &= (13424,38 + 6933,17 - 1677,51 - 2195,48 + 21,44) \cdot 0,6 + \\ &70 \cdot 30,0 + 0,7 \cdot 127,01 = 12092,51 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.82)$$

где $\tan \varphi = 0,6$ – внутреннее трение для грунта основания (скала) [36];

$c = 70 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы [36];

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 30,0 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 9069,35 - 159,36 + 57,44 + 88,20 = 9055,62 \text{ кН/м}. \quad (6.83)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{12092,51 \cdot 0,95}{9055,62 \cdot 1,0} \geq 1,25,$$

$$1,27 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда и пожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Инского гидроузла

7.1 Охрана труда

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

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков.

Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ. Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;

по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

7.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в Федеральном законе «О пожарной безопасности» №69–ФЗ. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей. Руководитель ГЭС обязан:

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

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них

оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц. Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно–техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Инской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно–техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства". Все лица, поступающие работать на Инской ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

7.3 Охрана окружающей среды

Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии с нормативными документами. К ним относится Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды», Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов», Федеральный закон «Об отходах производства и потребления», а также земельный, водный и лесной кодексы РФ.

7.3.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907–85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне–летний сезон до начала заполнения водохранилища. Количество затопляемого леса находится как:

$$N = F \cdot a = 3950 \cdot 100 = 395000 = 395 \text{ тыс. деревьев.}, \quad (7.1)$$

где F – площадь га,

a – Количество деревьев, шт/га.

7.3.2 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно–монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме находятся как:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{110276 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 4962 \text{ т} \quad (7.2)$$

где N – объем бетонных работ, м^3 (110276 м^3)

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

ρ – плотность бетона, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,5 \text{ т}/\text{м}^3$)

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82–202–96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

Лом армированных изделий, отходы арматуры находятся как:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{69 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,4 \text{ т} \quad (7.3)$$

где N – количество арматуры, т (69 т)

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

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$)

Таким образом в результате строительства будет образовано 4962 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,4 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

1. Организационные:

- Разработка и утверждение проектов нормативов предельно–допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

- Организация и проведение производственного экологического контроля
- 2. Санитарно– технические:
 - Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
 - Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
 - Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
 - Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
 - Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
 - Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
 - Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
 - Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;
 - Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
 - Организация стоянок автотранспорта в специально– оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

1. В период эксплуатации Инской ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизельгенераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

2. В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты. В связи с тем, что на расстоянии 7 км от ГЭС находится населенный пункты – Кусково, Кусмень, Боровая, 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 санитарнозащитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110–02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Иня от сбросов Инской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения села Киик, в пределах промплощадок объектов Инской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110– 02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно–эпидемиологического надзора;

8 Оценка экономических показателей

8.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

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

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1:

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	40,5	162	162	162	162
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	162000	648000	648000	648000	648000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	1620	6480	6480	6480	6480
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	160380	641520	641520	641520	641520
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	183,31	753,79	773,67	792,28	809,6
НДС к выручке	млн.руб	30,55	125,63	128,95	132,05	134,93

Из всех представленных в таблице показателей изменяются Тариф на электроэнергию и Выручка от реализации электроэнергии, из этого можно

сделать вывод, увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9- «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии».

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями 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	255,2	41,34
Прочие	274,0	44,39
Итого по ГЭС		85,73

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт в %

Этап проекта	Величина
от 1 до 5	0,06
от 6 до 15	0,09
от 16 до 25	0,14
свыше 25	0,2

Таблица по форме ЕСУ

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

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	21,93
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/Мвт·ч	1,54
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,45
Итого		23,92

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.	286,38	332,57	338,32	338,32	338,32
Расходы на страхование, млн.руб.	36,05	38,51	40,19	36,94	33,69
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	35,72	85,73	85,73	85,73	85,73
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	45,07	48,14	50,24	46,18	42,12
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	9,96	23,91	23,91	23,91	23,91
Налог на воду, млн.руб.	77,62	100,92	100,92	100,92	100,92
Итого, млн.руб.	490,8	629,78	639,31	632	618,69

Большую часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Расходы на ремонт производственных фондов падают, в то же время расходы на услуги регулирующих компаний и эксплуатационные затраты находятся без изменения с течением времени, что дает в свою очередь уменьшение суммарных затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).



Рисунок 8.1– Структура текущих затраты по гидроузлу, %

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Налог на прибыль, млн.руб.	159,3	167,5	190,07	198,56	206,53
НДС, млн.руб.		161,8	296,84	303,84	310,32
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	0,2	0,19	0,13	0,13	0,13
Налог на имущество, млн.руб.	86,52	79,07	71,63	64,19	56,74
Итого, млн.руб.	246,02	408,56	558,67	566,72	573,72

В структуре налогов наибольшая доля приходится НДС, наименьшая доля – налоги на взносы в социальные фонды. Сумма налога увеличивается, так как растет размер выработки и заканчивается процесс строительства станции.

8.2 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.	539,83	1334,98	1377,12	1415,32	1452,4
Текущие расходы, млн.руб.	490,80	629,78	639,31	632,0	618,29
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	539,83	1334,98	1377,12	1415,32	1452,4
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	15,43	712,12	744,66	790,3	847,63
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.		142,42	148,93	158,06	169,53
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	15,43	569,7	595,73	632,24	678,1
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

В первые годы эксплуатации наблюдается рост годовой прибыли, обусловленный увеличением выручки от продажи электроэнергии.

Изменение суммы прибыли/убытков по проекту представлен на рисунке 8.2

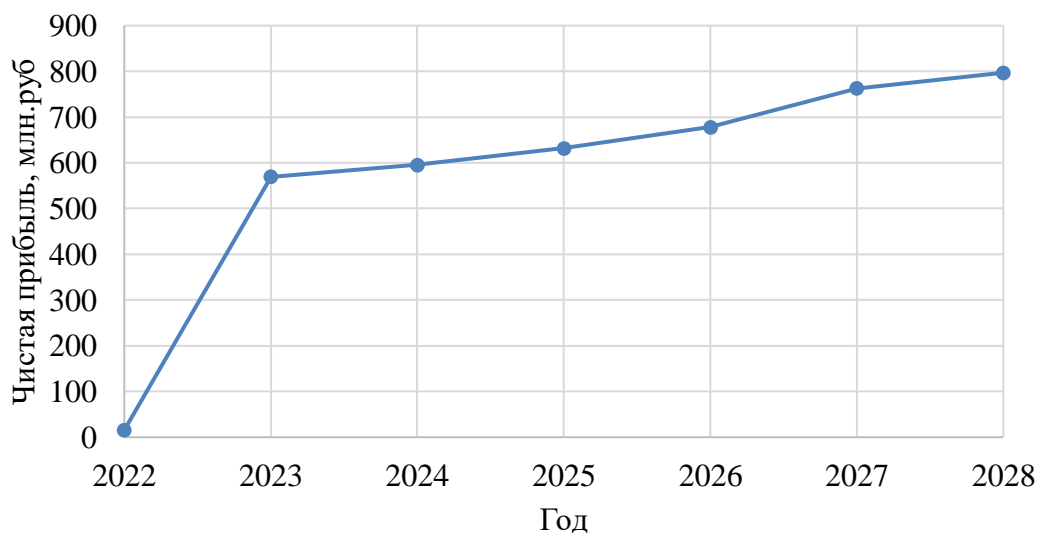


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

Сумма чистой прибыли постепенно увеличивается, имея в первые сроки реализации (с периода 2020- 2025 года) отрицательные значения, так как станция не производит электроэнергию.

Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш-Фло, изобразим на графике укрупненные этапы проекта, график Кэш-Фло представлен на рисунке 8.3.

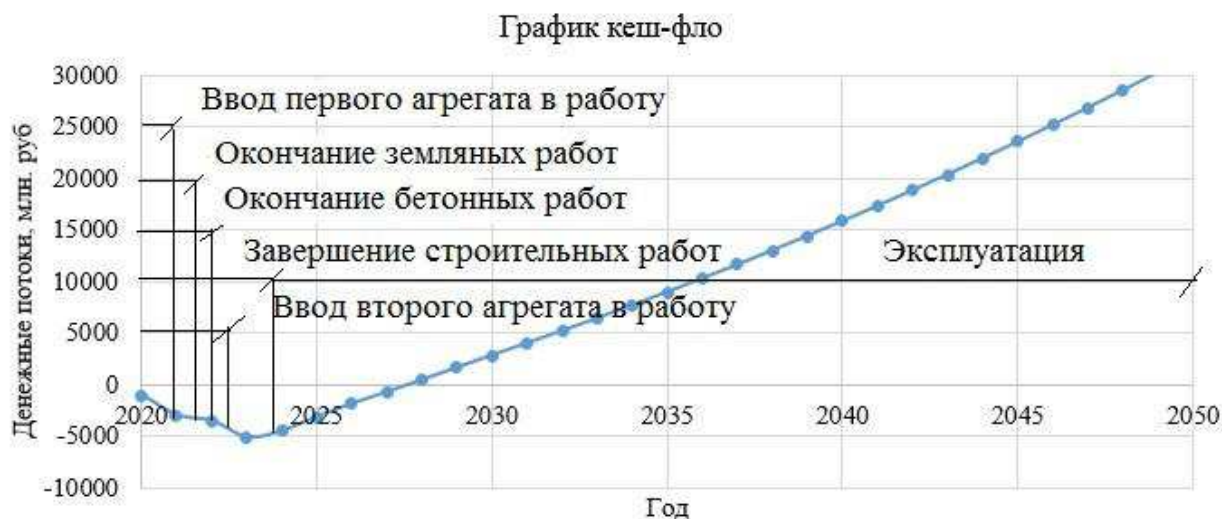


Рисунок 8.3 – График Кэш-Фло

На основе графика кеш-фло можно сделать вывод, что начиная с 2028 года станция приносит прибыль. Наблюдается отрицательный пик в период окончания бетонного строительства, в дальнейшем с началом выработки электроэнергии и производства мощности, соответственно, поступления прибыли пик спадает.

8.3 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 ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг)

8.4 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.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных

приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9- «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Инская ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. текущего года

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.5 Коммерческая эффективность

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

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Инская ГЭС на реке Иня»

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	162
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	3076,5
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,56
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	16,54
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,20
Удельные капиталовложения, руб/Квт	6227,56

Индекс прибыльности входит в приемлемый интервал, срок окупаемости 96 месяцев, что соответствует 8 лет.

8.6 Бюджетная эффективность

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

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.Рублей	45,19	54,23	77,78	231,9	249,23
В региональный бюджет, млн.Рублей	5,88	36,27	74,18	85,56	93,96
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	51,07	90,05	151,96	317,46	343,19

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.7 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

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

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Объём сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов представлено на рисунке 8.4:

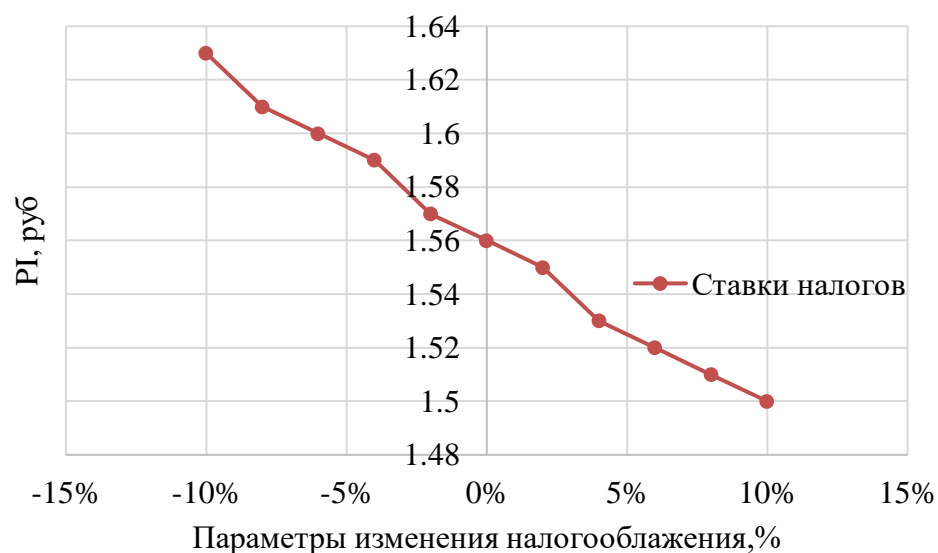


Рисунок 8.4-Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов –уменьшение величины PI.

Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта представлена на рисунке 8.5:

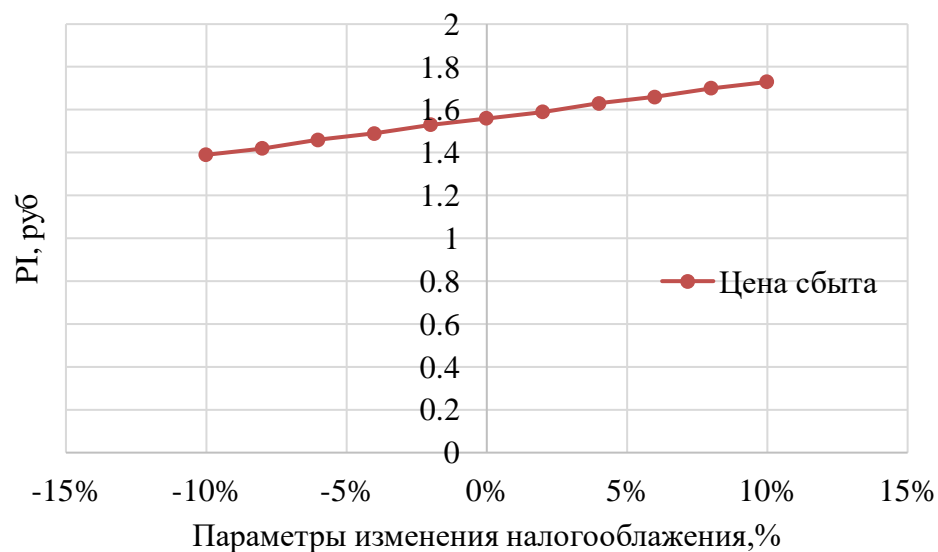


Рисунок 8.5-Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличении цены сбыта –увеличение величины PI.

Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлена на рисунке 8.6:

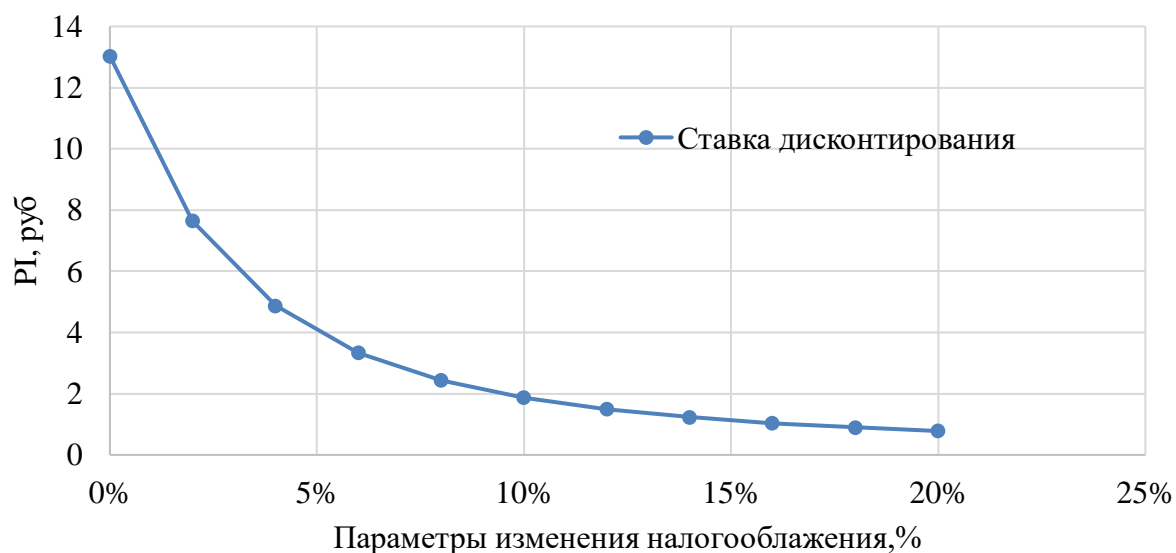


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- увеличение ставки дисконтирования;
- уменьшение цены электроэнергии;
- увеличение объема инвестиций продукции.

9. Системы пожаротушения

Автоматическая установка пожаротушения (АСПТ) и установка пожарной сигнализации – совокупность стационарно установленных на объекте и автоматически действующих средств обнаружения и (или) тушения пожара, выполнения иных функций в целях защиты людей и материальных ценностей от опасных факторов пожара до прибытия подразделений пожарной охраны.

В основном эти две установки используются совместно с системой оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ), а в совокупности образуют автоматическую систему пожаротушения.

АСПТ – сложное оборудование многоуровневого вида, получившее широкое распространение благодаря своей многофункциональности. Система включает в себя целый комплекс датчиков и алгоритмов, направляющих информацию на блок управления пожарной автоматикой (БУП), и в кратчайшее время осуществляющих пожаротушение.

Главным достоинством АСПТ является быстрое выявление очага возгорания и автоматическое его устранение.

9.1. Классификация

По конструктивному исполнению АСПТ:

- сплинкерные;
- дренчерные;
- модульные;
- агрегатные.

По виду огнетушащего вещества:

- водяные;
- пенные;
- газовые;
- аэрозольные;
- порошковые;
- паровые.

По способу тушения пожара:

- объемные;
- по площади;
- локальные.

По способу пуска:

- ручные;
- автоматические;
- с различным видом привода (пневматические механические и др.)

9.2. Характеристика объекта защиты

Для проектируемой ГЭС к рассмотрению было принято два вида огнетушащего вещества, с порошковым пожаротушением и аэрозольным пожаротушением. Необходимо определить количество огнетушащих веществ (порошка, аэрозоля), рассчитать мощности и местоположения дизель-генераторов, произвести технико-экономическое сравнение вариантов. На основе полученных данных выбрать систему (установку) пожаротушения.

Инская ГЭС на реке Иня;

Адрес: Россия, Новосибирская область, 1,5 км от п. Киик;

Защите АСПТ подлежат помещения:

- помещение релейного щита;
- помещение щитовых устройств автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП);
- помещение щитовых устройств службы связи и диспетчерских средств телеизмерений и управления (ССДТУ) на первом этаже здания служебно-технологического корпуса (СТК);
- помещение ДГУ на левобережной пристанционной площадке на отм. 136,85 м.

Характеристика защищаемых помещений представлена в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Характеристика защищаемых помещений

Наименование	Площадь, м ²	Высота, м	Объем, м ³	Минимальная температура, С°
Помещение релейного щита	30	3,5	105	+10
Помещение АСУ ТП	25	3,5	87,5	+10
Помещение ССДТУ	10	3,5	35	+10
Помещение ДГУ	40	3,5	140	+10

9.3. Область применения систем (установок) пожаротушения

9.3.1. Порошковое пожаротушение

Согласно СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматически. Нормы и правила проектирования» автоматическое порошковое пожаротушение применяется:

Автоматические установки порошкового пожаротушения (АУПП) применяются для ликвидации пожаров классов А, В, С и электрооборудования (электроустановок под напряжением).

Запрещается применение:

- в помещениях, которые не могут быть покинуты людьми до начала подачи огнетушащих порошков;

- в помещениях с большим количеством людей (более 50).

Установки не должны применяться для тушения пожаров:

- горючих материалов, склонных к самовозгоранию и тлению внутри объема вещества (древесные опилки, хлопок, травяная мука и др.);
- пиррофорных веществ и материалов, склонных к тлению и горению без доступа воздуха.

Применяется для тушения пожаров на защищаемой площади локального тушения на части площади или объема.

Порошки должны соответствовать ГОСТ Р. 53280.4. Помещения, оборудованные порошковым пожаротушением, должны быть оснащены указателями о наличии в них установки.

Установка должна обеспечивать задержку выпуска порошка на время, необходимое для эвакуации людей из защищаемого помещения не менее (30 сек.).

Достоинства ППТ:

- низкая стоимость;
- простота конструкции;
- широкий температурный диапазон;
- не требует герметичности помещений;
- способность к длительному хранению.

Недостатки:

- неэффективны для тушения веществ способных гореть без притока воздуха;
- порошковые модули пожаротушения – это одноразовые устройства.
- порошковые огнетушащие смеси вредны для здоровья человека;
- требуют незамедлительного удаления с металлических поверхностей.

9.3.2. Аэрозольное пожаротушение

Согласно СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматически. Нормы и правила проектирования» автоматическое аэрозольное пожаротушение применяется:

Автоматические установки аэрозольного пожаротушения (АУАП) применяются для тушения (ликвидации) пожаров подкласса А2 и класса В по ГОСТ 27331 объемным способом в помещениях объемом до 10000 м³, высотой не более 10 м и с параметром негерметичности, не превышающим указанный в таблице Д.12 (СП 5.13130.2009).

Запрещается применение:

- в помещениях, которые не могут быть покинуты людьми до начала работы генераторов;
- помещениях с большим количеством людей (50 человек и более);

- помещениях зданий и сооружений III и ниже степени огнестойкости с использованием генераторов огнетушащего аэрозоля, имеющих температуру более 400 °С за пределами зоны, отстоящей на 150 мм от внешней поверхности генератора, а также от трубопроводов дистанционной подачи аэрозоля.

Установки не должны применяться для тушения пожаров:

- волокнистых, сыпучих, пористых и других горючих материалов, склонных к самовозгоранию и (или) тлению внутри слоя (объема) вещества (древесные опилки, хлопок, травяная мука и др.);

- химических веществ и их смесей, полимерных материалов, склонных к тлению и горению без доступа воздуха;

- гидридов металлов и пирофорных веществ;

- порошков металлов (магний, титан, цирконий и др.).

Достоинства:

Возможность использования большинства выпускаемого оборудования при температуре от – 60 до + 60°С, что исключено для наиболее распространенных водяных, пенных установок пожаротушения.

- аэрозольные оборудования заполняют огнегасящим составом весь объем помещения аналогично газовым установкам пожаротушения, при этом для них не требуется полная герметизация защищаемого помещения.

- системы аэрозольного пожаротушения гарантируют результат. Использование аэрозолеобразующих составов (АОС) твердотопливного типа обеспечивает наилучший эффект, если сравнивать с другими способами, которые применяются для объемного пожаротушения.

- аэрозолеобразующие составы универсальны. Такая система тушения пожара может применяться в помещениях с включенным электрическим оборудованием.

- из-за простоты конструкции системы аэрозольного пожаротушения обладают невысокой стоимостью.

- АОС не требуют проведения сложных монтажных работ и подключения дополнительных коммуникаций.

- не нуждаются в обслуживании. Генераторы АОС всегда готовы к работе и не требуют частой перезарядки.

- безвредны для объекта тушения. В отличие от большинства других противопожарных систем, АОС не повредит помещение. Вся обстановка (мебель, техника, ценности), не тронутая огнем, останется целой. Остатки аэрозоля оседают на поверхности в виде порошка, который легко удаляется.

- экологически безвредны. Аэрозоль не содержит в своем составе вредных химических добавок, благодаря чему является безвредным для окружающей среды (в частности, не вредит озоновому слою).

Недостатки:

- как и порошковые модули пожаротушения – это одноразовые устройства, а после пуска остановить/регулировать выход струи аэрозоля невозможно.

- после пуска необходима тщательная мокрая уборка всех поверхностей в помещении от отложившейся пленки продуктов горения твердотопливных зарядов генераторов.

9.4. Расчет необходимого количества огнетушащего вещества

9.4.1. Расчет установок порошкового пожаротушения модульного типа

Исходными данными для расчета и проектирования установок являются:

- геометрические размеры помещения (объем, площадь ограждающих конструкций, высота);
- площадь открытых проемов в ограждающих конструкциях;
- рабочая температура, давление и влажность в защищаемом помещении;
- перечень веществ, материалов, находящихся в помещении, и показатели их пожарной опасности, соответствующий им класс пожара по ГОСТ 27331;
- тип, величина и схема распределения пожарной нагрузки;
- наличие и характеристика систем вентиляции, кондиционирования воздуха, воздушного отопления;
- характеристика и расстановка технологического оборудования;
- категория помещений и классы зон;
- наличие людей и пути их эвакуации.
- техническая документация на модули.

Расчет установки включает определение:

- количества модулей, предназначенных для тушения пожара;
- времени эвакуации персонала при его наличии;
- времени работы установки;
- необходимого запаса порошка, модулей, комплектующих;
- типа и необходимого количества извещателей (при необходимости) для обеспечения срабатывания установки, сигнально-пусковых устройств, источников питания для запуска установки.

Методика расчета количества модулей для модульных установок порошкового пожаротушения

Тушение защищаемого объема.

Тушение всего защищаемого объема.

Количество модулей для защиты объема помещения определяется по формуле:

$$N = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{н}}} k_1 k_2 k_3 k_4 ; \quad (9.1)$$

Помещение релейного щита:

Для установки был выбран – модуль порошкового пожаротушения МПП(Н)-9-И-ГЭ-У2.

$N = \frac{105}{54} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1,9$ шт. (Согласно условию 9.3 принимается количество модулей – 3 шт.).

где N - количество модулей, необходимое для защиты помещения, шт.;

V_n - объем защищаемого помещения, м³;

V_n - объем, защищаемый одним модулем выбранного типа (модуль порошкового пожаротушения МПП(Н)-9-И-ГЭ-У2), с учетом геометрии распыла - формы и размеров защищаемого объема, заявленного производителем);

$k_1 = 1, 1,2$ - коэффициент неравномерности распыления порошка. При размещении насадков на границе максимально допустимой на модуль высоты $k_1 = 1,2$ или определяется по документации на модуль;

k_2 - коэффициент запаса, учитывающий затененность возможного очага загорания, зависящий от отношения площади, затененной оборудованием S_3 , к защищаемой площади S_y , и определяется как:

$$k_2 = 1 + 1,33 \frac{S_3}{S_y} ; \quad (9.2)$$

$$k_2 = 1 + 1,33 \cdot \frac{15}{30} = 1,665.$$

При

$$\frac{S_3}{S_y} > 0,15 ; \quad (9.3)$$

$$\frac{15}{30} > 0,15.$$

рекомендуется установка дополнительных модулей непосредственно в затененной зоне или в положении, устраняющем затенение; при выполнении этого условия k_2 принимается равным 1;

k_3 - коэффициент, учитывающий изменение огнетушащей эффективности используемого порошка по отношению к горючему веществу в защищаемой зоне по сравнению с бензином АИ-92 (второго класса). Определяется по таблице 9.2. При отсутствии данных определяется экспериментально по методикам, утвержденным в установленном порядке;

В таблице 9.2 показаны коэффициенты сравнительной эффективности

огнетушащих порошков k_3 при тушении различных веществ. В скобках указаны значения коэффициента k_3 для установок только с ручным пуском и установок с импульсными модулями.

Таблица 9.2. – Коэффициенты сравнительной эффективности огнетушащих порошков k_3 при тушении различных веществ.

№ п/п	Горючее вещество	Порошки для тушения пожаров класса А, В, С	Порошки для тушения пожаров класса В, С
1	Бензин АИ-92 (второго класса)	1,0	0,9
2	Дизельное топливо	0,9	0,8
3	Трансформаторное масло	0,8	0,8
4	Бензол	1,1	1,10
5	Изопропанол	1,2	1,1
6	Древесина	1,0 (2,0)	-
7	Резина	1,0 (1,5)	-

k_4 - коэффициент, учитывающий степень негерметичности помещения.

$k_4 = 1 + 10f$, где $f = F_{\text{нег}} / F_{\text{пом}}$ - отношение суммарной площади постоянно открытых проемов (проемов, щелей) $F_{\text{нег}}$ к общей поверхности помещения $F_{\text{пом}}$.

$$f = 3:30 = 0,1;$$

$$k_4 = 1 + 10 \cdot 0,1 = 1.$$

Аналогично находим необходимое количество модулей для защиты следующих помещений:

- для помещения щитовых устройств автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), $N = 1,62$ (Согласно условию 9.3 принимается количество модулей – 3 шт.);
- для помещения щитовых устройств службы связи и диспетчерских средств телеизмерений и управления (ССДТУ), $N = 0,64$ (Согласно условию 9.3 принимается количество модулей – 2 шт.);
- для помещения ДГУ, $N = 2,3$ (Согласно условию 9.3 принимается количество модулей – 3 шт.).

Проведя расчеты было определено количество модулей порошкового пожаротушения – 11 шт.

9.4.2. Расчет автоматических установок аэрозольного пожаротушения

Помещение релейного щита:

Расчет массы заряда:

Для установки был выбран - генератор огнетушащего аэрозоля АГС-8/1.

Суммарная масса заряда аэрозолеобразующего состава $M_{аос}$, кг, необходимая для ликвидации (тушения) пожара объемным способом в помещении заданного объема и негерметичности, определяется по формуле:

$$M_{аос} = K_1 K_2 K_3 K_4 q_n V; \quad (9.4)$$

$$M_{аос} = 1,15 \cdot 1,14 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,054 \cdot 105 = 7,4 \text{ кг};$$

где V - объем защищаемого помещения, м^3 ;

q_n - нормативная огнетушащая способность для того материала или вещества, находящегося в защищаемом помещении, для которого значение q_n является наибольшим (величина q_n должна быть указана в технической документации на генератор), $\text{кг}/\text{м}^3$;

K_1 - коэффициент, учитывающий неравномерность распределения аэрозоля по высоте помещения;

K_2 - коэффициент, учитывающий влияние негерметичности защищаемого помещения;

K_3 - коэффициент, учитывающий особенности тушения кабелей в аварийном режиме эксплуатации;

K_4 - коэффициент, учитывающий особенности тушения кабелей при различной их ориентации в пространстве.

При высоте помещения от 3,0 до 5,0 м K_1 принимается равным 1,15.

Коэффициент K_2 определяется по формуле:

$$K_2 = 1 + U^* \cdot \tau_{л}; \quad (9.5)$$

$$K_2 = 1 + 0,0227 \cdot 6 = 1,14$$

где U^* - определенное по таблице К.1 (СП 5.13130.2009), (значение относительной интенсивности подачи аэрозоля при данных значениях параметра негерметичности δ и параметра распределения негерметичности по высоте защищаемого помещения $\psi_{\text{г}}^{-1}$);

$\tau_{л}$ - размерный коэффициент, с.

Значение $\tau_{л}$ принимается равным 6 с;

$\delta \text{ м}^{-1}$, отношение суммарной площади постоянно открытых проемов $\sum F$ к объему защищаемого помещения V :

$$\delta = \frac{\sum F}{V}; \quad (9.6)$$

$$\delta = \frac{3}{105} = 0,028.$$

$$K_3 = 1, K_4 = 1.$$

При наличии в АУАП однотипных генераторов общее количество ГОА N , шт., должно определяться по формуле:

$$N \geq \frac{M_{\text{АОС}}}{m_{\text{ГОА}}}; \quad (9.7)$$

$$N \geq \frac{7,4}{3,4} = 2,17 = 3 \text{ шт.}$$

где $m_{\text{ГОА}}$ - масса заряда АОС в одном генераторе, кг.

Полученное дробное значение N округляется в большую сторону до целого числа.

Аналогично находим необходимое количество установок для защиты следующих помещений:

- для помещения щитовых устройств автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), $N = 1,85 = 2$;
- для помещения щитовых устройств службы связи и диспетчерских средств телеизмерений и управления (ССДТУ), $N = 0,8 = 1$;
- для помещения ДГУ, $N = 3,04 = 4$;

Проведя расчеты было определено количество модулей порошкового пожаротушения – 10 шт.

9.5. Технико-экономический расчет, вывод

Произведя расчеты, показанные выше и сравнив количество, цену модулей и установок была сформирована таблица 9.3. для сравнения систем порошкового и аэрозольного пожаротушения.

Таблица 9.3 – Сравнение систем порошкового и аэрозольного пожаротушения

Наименование	Цена за установку/модуль, тыс. руб.	Количество необходимых установок/модулей, шт.	Σ цена за установки/модули, тыс. руб.
Модуль порошкового пожаротушения МПП(Н)-9-И-ГЭ-У2	8	11	88
Генератор огнетушащего аэрозоля АГС-8/1	9	10	90

Вывод:

Было рассмотрено два варианта систем пожаротушения:

- порошкового;
- аэрозольного.

Произведя расчеты было принято необходимое количество установок – 10 шт. (для аэрозольного пожаротушения) и модулей – 11 шт. (для порошкового пожаротушения).

Также была сравнена суммарная цена за установки и модули, разница составляет 3 тысячи рублей.

На основе вышеуказанных расчетов для Инской ГЭС были выбраны для защиты от пожаров установки аэрозольного пожаротушения, которые практически той же цены, что и модули порошкового пожаротушения, но имеют ряд преимуществ, а именно:

- безвредны для объекта тушения. В отличие от большинства других противопожарных систем, АОС не повредит помещение. Вся обстановка (мебель, техника, ценности), не тронутая огнем, останется целой. Остатки аэрозоля оседают на поверхности в виде порошка, который легко удаляется.

- экологически безвредны. Аэрозоль не содержит в своем составе вредных химических добавок, благодаря чему является безвредным для окружающей среды (в частности, не вредит озоновому слою).

- для тушения пожаров с помощью аэрозоля требуется меньше установок нежели для тушения модулями порошкового типа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005г.
2. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
3. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106стр.
5. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.114с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат,1990. 366с.
7. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
8. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования.
9. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
10. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
11. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования
12. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва :Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
13. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>
14. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с
15. 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.

16. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с

17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.

18. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.

20. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>

21. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа : <http://www.zavod-razryad.ru/>

22. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

23. 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.

24. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Трансна» – Режим доступа: <https://transna.pulscen.ru/>

25. СТО 06-08-2012 гидроэлектростанции. «Нормы технологического проектирования».

26. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс]// ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа : <http://www.ea.spb.ru/>

27. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>

28. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] // ЗАО «Энергомаш» – Режим доступа: <http://www.12v.ru/>

29. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

30. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

31. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования

объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

32. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семьи электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

33. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

34. Справочник по гидравлическим расчетам./ под редакцией П.Г. Кисилева. “Энергия” Москва 1972.-312стр.[1]

35. Гидравлика./Чугаев Р.Р/ 4-е изд., доп. И перераб.- Л.: Энергосдат. Ленингр. Отд-ние, 1982г. - 672с.[2]

36. Методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы/ сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; СФУ; СШФ, 2015. – 88 с.[3]

37. Гидротехнические сооружения: В Г46 1ч. Ч.1/Л.Н Рассказов, В.Г. Орехов и др.; Под ред. Л.Н. Рассказова.- М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2011г. – с.576.[4]

38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные»/ Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 -85. – Минрегион России, 2012. [5]

39. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) ». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012. [6]

7. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения

40. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»

41. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ (ред. От 08.06.2020 г) // Собр. Законодательства Рос. Федерации. – 2000.

42. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

43. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

44.СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.

45.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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1- Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по отметкам

месяц	Расходы, м³/с										Объем, км³			Уровень, м				Нгэс, м	Zвб нач	Нгэс, МВт	Э, млн. кВт*ч	
	Qбыт.	Потери				Qпол	Qвхк	QГЭС	Qводх	QНБ	ΔV	Vводх. нач	Vводх. кон	Верхнего бьефа			ZНБ					
		Qф	Qп	Qи	Qл									Zвб нач	Zвб кон	Zвб ср						
X	241	4	5	1	0	231	250	254	23	258	0,062	5,380	5,318	167,00	166,82	166,91	129,5	36,7		82	59	
XI	235	4	0	1	3	227	250	349	122	353	0,316	5,318	5,002	166,82	165,88	166,35	130,2	35,4	166,82	109	78	
XII	221	4	0	1	3	213	250	512	299	516	0,801	5,002	4,201	165,88	163,43	164,66	130,9	33,0	165,88	149	107	
I	218	4	0	1	2	211	250	564	353	568	0,945	4,201	3,256	163,43	159,85	161,64	131,1	29,9	163,43	148	107	
II	219	4	0	1	3	211	250	339	128	343	0,310	3,256	2,946	159,85	158,41	159,13	130,2	28,2	159,85	84	61	
III	225	4	0	1	3	217	250	360	143	364	0,383	2,946	2,563	158,41	156,44	157,42	130,3	26,4		84	60	
IV	384	4	5	1	-8	382	135	141	-241	145	-0,625	2,563	3,188	156,44	159,54	157,99	128,8	28,5		35	25	
V	417	4	5	1	-4	411	135	141	-270	145	-0,723	3,188	3,911	159,54	162,45	161,00	128,6	31,7		39	28	
VI	320	4	5	1	0	310	135	151	-159	155	-0,412	3,911	4,323	162,45	163,82	163,14	128,7	33,7		45	32	
VII	314	4	5	1	0	304	135	161	-143	165	-0,383	4,323	4,706	163,82	165,00	164,41	128,8	34,9		49	36	
VIII	312	4	5	1	0	302	135	137	-165	141	-0,442	4,706	5,148	165,00	166,32	165,66	128,6	36,4		44	32	
IX	248	4	5	1	0	238	135	149	-89	153	-0,231	5,148	5,379	166,32	167,00	166,66	128,7	37,2		49	35	
																					Σ	660

Продолжение приложения А

Таблица А.2- Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям

месяц	Расходы, м³/с										Объем, км³			Уровень, м				Нгэс, м	Nгар, МВт	Nгэс, МВт	Э, млн. кВт*ч
	Qбыт.	Потери				Qпол	Qвхк	QГЭС	Qводх	QНБ	ΔV	Vводх. нач	Vводх. кон	Верхнего бьефа			ZНБ				
		Qф	Qп	Qi	Qл									ZВБ нач	ZВБ кон	ZВБ ср					
X	241	4	5	1	0	231	250	246	15	250	0,040	5,380	5,340	167,00	166,89	166,94	129,5	36,8	по ВХК	80	57
XI	235	4	0	1	3	227	250	345	118	349	0,306	5,340	5,034	166,89	165,98	166,43	130,2	35,5	107	108	78
XII	221	4	0	1	3	213	250	503	290	507	0,777	5,034	4,257	165,98	163,61	164,79	130,9	33,2	147	147	106
I	218	4	0	1	2	211	250	554	343	558	0,919	4,257	3,339	163,61	160,21	161,91	131,1	30,2	147	147	106
II	219	4	0	1	3	211	250	441	230	445	0,556	3,339	2,782	160,21	157,59	158,90	130,7	27,5	107	107	77
III	225	4	0	1	3	217	250	299	82	303	0,220	2,782	2,562	157,59	156,44	157,01	130,0	26,3	по ВХК	69	50
IV	384	4	5	1	-8	382	135	141	-241	145	-0,625	2,562	3,187	156,44	159,54	157,99	128,8	28,5	по ВХК	35	25
V	417	4	5	1	-4	411	135	141	-270	145	-0,723	3,187	3,910	159,54	162,45	160,99	128,6	31,7	по ВХК	39	28
VI	320	4	5	1	0	310	135	151	-159	155	-0,412	3,910	4,322	162,45	163,82	163,13	128,7	33,7	по ВХК	45	32
VII	314	4	5	1	0	304	135	161	-143	165	-0,383	4,322	4,705	163,82	164,99	164,41	128,8	34,9	по ВХК	49	36
VIII	312	4	5	1	0	302	135	137	-165	141	-0,442	4,705	5,147	164,99	166,31	165,65	128,6	36,4	по ВХК	44	32
IX	248	4	5	1	0	238	135	149	-89	153	-0,231	5,147	5,378	166,31	167,00	166,66	128,7	37,2	по ВХК	49	35
																				Σ	662

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетиче-
ских систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

«2» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ИНЯ. СИСТЕМЫ ПОЖА-
РОТУШЕНИЯ**

тема

Руководитель

А.А. Ачитаев

подпись, дата

н. доцент кафедры СШФ
СФУ

должность, ученая степень

А.А. Ачитаев

инициалы, фамилия

Выпускник

Черкесов А.Э.

подпись, дата

А.Э. Черкесов

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Инской ГЭС
на реке Иня. Системы пожаротушения.

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Михаил 02.07.20 А.А. Давыдов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайцев 28.06.20 В.В. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Велик 02.07.20 А.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Михаил 02.07.20 А.А. Давыдов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

В.В. Алымов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидро-
узла

Зайцев 02.07.20 В.В. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

В.В. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Кудрявцев 02.07.20 Кудрявцев В.А.
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснова-
ние

В.В. Зайцев В.В. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Михаил 02.07.20 А.А. Давыдов
подпись, дата инициалы, фамилия