

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ  
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А. А. Ачитаев  
подпись  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
код - наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯКУТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА.  
ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЦИЛИНДРОВ В УПРАВЛЕНИИ  
ОБОРУДОВАНИЕМ ГЭС  
тема

Руководитель	_____	_____	<u>А. В. Букатов</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	должность	
Выпускник	_____		<u>К. С. Шалахин</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Якутской ГЭС на реке Олёкма. Применение электроцилиндров в управлении оборудованием ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
энергетическое оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЯКУТСКОЙ ГЭС .....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Общие сведения.....	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	9
1.2 Гидрологические данные .....	9
1.3 Инженерно – геологические условия .....	12
1.4 Данные по энергосистеме .....	12
2 Гидрологические расчёты.....	13
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока .....	13
2.2 Кривые обеспеченности расходов .....	14
2.3 Определение типа регулирования .....	16
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	21
3.1 Построение режимного поля .....	21
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	22
3.5 Расчет подшипника и вала на прочность .....	29
4 Электрическая часть.....	33
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	33
4.2 Выбор повышающих трансформаторов.....	33
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками .....	34
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком.....	35
4.2.3 Выбор синхронных генераторов.....	36
4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд для схем с одиночным и объединенным блоком .....	37
4.5 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта ....	37
4.6 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН и марки проводов воздушных линий.....	39
4.8 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3» .....	41
4.8.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin3.....	41
4.8.3 Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin3» .....	43
4.9.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	44
4.9.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	46
4.9.4 Выбор параметров КРУЭ.....	46
4.9.5 Выбор ячейки КРУЭ и её номинальные параметры.....	46
5 Релейная защита и автоматика .....	49
5.1 Перечень защит основного оборудования .....	49

5.2	Параметры защищаемого оборудования.....	50
5.4	Описание защит и расчет их уставок .....	51
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	51
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))	54
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....	57
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I <sub>2</sub> ) .....	57
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок(I <sub>1</sub> ).....	61
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z <sub>1</sub> <, Z <sub>2</sub> < .....	63
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	66
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	67
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	69
6.1	Определение класса плотины и отметки гребня плотины .....	71
6.1.1	Проектирование сооружений напорного фронта .....	71
6.1.1	Определение отметки гребня плотины.....	71
6.2	Гидравлические расчёты .....	73
6.3	Конструирование бетонной плотины .....	83
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	83
6.3.2	Определение ширины подошвы плотины .....	84
6.3.3	Дренаж в теле бетонной плотины.....	84
6.3.4	Дренажные устройства в основании .....	85
6.3.5	Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	86
6.3.6	Быки .....	87
6.3.7	Устои.....	87
6.3.8	Галереи в теле плотины.....	87
6.3.9	Рисберма .....	87
6.4	Определение основных нагрузок на плотину .....	88
6.4.1	Вес сооружения .....	88
6.4.2	Сила гидростатического давления воды.....	89
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего и фильтрационного давления .....	89
6.4.4	Давление наносов .....	91
6.4.5	Волновое воздействие .....	92
6.5	Расчёт прочности плотины .....	93
6.6	Расчёт устойчивости плотины .....	96
7	Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы .....	98
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	98
7.2	Охрана труда.....	98
7.3	Пожарная безопасность .....	100
7.4	Охрана природы .....	103
7.4.1	Общие положения .....	103
8	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	105
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	105

8.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	105
8.3 Налоговые расходы .....	108
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	109
8.5 Оценка инвестиционного проекта .....	111
8.5.1 Коммерческая эффективность .....	111
8.5.2 Бюджетная эффективность .....	112
8.6 Анализ чувствительности .....	112
9 Применение электроцилиндров в управлении оборудованием ГЭС .....	115
9.1 Оборудование собственных нужд ГЭС .....	116
9.2 Принцип работы электроцилиндра .....	116
9.3 Применение электроцилиндров в управлении оборудованием ГЭС .....	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	122
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчеты .....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Выбор основного и вспомогательного оборудования .....	129

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЯКУТСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС ..... Якутская;
2. Наименование реки ..... Олёкма;
3. Местонахождение ГЭС ..... Республика Саха-Якутия;
4. Тип проектируемой установки ..... Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 698 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 1482 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 1% ..... 2911 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% ..... 3400 м<sup>3</sup>/с;
  - г) ВХК ..... 257 м<sup>3</sup>/с;
6. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 179 м;  
ФПУ ..... 180 м;  
УМО ..... 165,42 м
  - в) объемы:
    - полный ..... 12 км<sup>3</sup>;
    - полезный ..... 7,49 км<sup>3</sup>;
7. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 49,5 м;
  - б) расчетный ..... 43,7 м;
  - в) минимальный ..... 35,1 м;
8. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная ..... 592 МВт;
    - гарантированная ..... 298 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 2347 млн. кВт·ч;
9. Плотины (общая длина)
  - а) стационарная ..... 152 м;
  - б) правобережная глухая ..... 125 м;
  - в) водосливная ..... 91 м;
  - г) глухая сопрягающая стационарную и водосливную ..... 10 м;
  - д) левобережная глухая ..... 109 м;
10. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... 5 поверхностных и 2 глубинных;
  - б) число и размер пролетов ..... 5 отверстий 9×9 и 2 отверстия 5,5×5,5;
  - в) общая длина ..... 91 м;
  - г) максимальная высота ..... 69,3 м;
11. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;

- б) число агрегатов ..... б;
- б) грунты в основании..... гранодиорит;
- в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецидальная;
- г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов.....21 м;

12. Основное оборудование:

- а) тип турбины..... ПЛ50-В-600;
- б) тип генератора..... СВ-1130/140-48ТС4;
- в) мощность генератора ..... 117,7 МВт;
- г) частота вращения ..... 125 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-125000/330;

13. Технико-экономические показатели:

- а) удельные показатели..... 99082 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии ..... 0,043 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости ..... 14 лет, 3 месяца.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэнергетика - одна из ведущих отраслей энергетики, важной для экономического развития страны, т. к. генерация большого количества энергии осуществляет энергоемкие предприятия. Преимуществом ГЭС перед другими электростанциями является способность увеличивать объем выработки электроэнергии для покрытия пиковых нагрузок, в короткие сроки.

Стоимость производства электроэнергии на ГЭС во много раз ниже, чем на атомных и тепловых станциях. Источником энергии является текущая вода. Вода является возобновляемым ресурсом, в отличие от твердого топлива. Еще одним преимуществом гидроэнергетики является отсутствие вредных выбросов в атмосферу и экологическая безопасность производства.

Целью бакалаврской работы – является проработка основных этапов проектирования ГЭС с применением и закреплением теоретических знаний.



## 1 Общие сведения

### 1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат республики Саха (Якутии) субарктический, резко-континентальный. Вся территория республики относится к районам Крайнего Севера. Амплитуда колебаний температуры воздуха превышает 100 °С — от 40 °С летом до -60 °С зимой. Для летнего сезона характерны частые вторжения холодных масс воздуха с севера с малым содержанием водяного пара и большой прозрачностью. При таких вторжениях в сочетании с условиями, благоприятными для застоя холодного воздуха, при ясной погоде в отдельные годы почти по всей территории республики возможны местами заморозки в течение лета, особенно в горных районах. Зима на большей части территории Якутии сухая и малоснежная.

### 1.2 Гидрологические данные

Олёкма – река в Азиатской части России, в Забайкальском крае, Амурской области, Республике Саха (Якутия). Длина реки 1436 км, площадь бассейна 210 тыс. км<sup>2</sup>.

Река Олёкма берет начало на высоте 1200 м. на северных склонах г. Кропоткина на Муройском хребте в Олекминском Становике. Река протекает по Олекминскому Нагорью и Олекмо-Чарскому плоскогорью в глубокой и узкой долине. При пересечении рекой хребтов Становой и Удокан долина напоминает каньон, в котором скорости течения могут достигать 5,5 м/с. Ниже по течению русло врезанное, извилистое и порожистое. Постепенно долина реки расширяется до 2–3 км, русло – до 300–700 м, скорости уменьшаются до 0,5–1,2 м/с. В долине формируются пойменные массивы, русло реки свободно меандрирует..

В таблице 1.1 приведён гидрологический ряд наблюдений в период с 1985 по 2009 год.

Таблица 1.1 – Гидрологические данные по реке Олёкма

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср год
1960	39,3	25,1	22	33	971	764	486	2115	434	154	44	31	427
1961	22,1	16,6	16,2	79	1461	1383	1788	1344	1035	343	128	52	639
1962	32,5	28,1	24,5	218	1251	1344	551	2586	1723	408	111	51	694
1963	29,9	19,9	18,4	298	1370	1566	961	593	484	300	91	50	482
1964	32	22,3	20	103	869	2010	2220	1549	1273	375	148	70	724
1965	37,3	27,8	24,6	403	2115	1866	849	1070	2495	735	150	79	821
1966	26,3	19,5	18,6	160	1605	689	2115	1854	1024	300	107	55	664
1967	21,4	16,2	14	213	639	738	2715	1054	851	352	77	40	561
1968	25,9	19,1	18,2	66	2076	1035	1723	1680	730	270	69	37	646
1969	32,1	24,4	21,5	119	1241	1618	753	1219	1086	516	134	65	569
1970	48	25,9	24,8	305	926	1053	1330	2469	1670	569	179	101	725

Окончание таблицы 1.1

1971	28,6	21,1	17,4	130	1370	1605	2076	856	1013	361	143	53	640
1972	44,5	39,4	22,5	109	1488	1018	2900	1254	2036	529	140	87	806
1973	47,6	31,6	25,4	365	1514	1058	1006	1153	2024	735	160	86	684
1974	70,8	44,9	35,1	102	1396	793	719	2010	2455	564	135	105	702
1975	38	22,9	19,2	200	2051	2391	904	728	689	291	87	64	624
1976	44	40,8	34,5	154	994	833	1566	1089	1084	518	143	83	549
1977	81,4	43,5	36,3	273	1131	1099	1618	4051	2651	790	209	150	1011
1978	62,8	48	34,8	398	2259	1120	1344	1971	2115	673	154	100	857
1979	29,5	17,4	17	319	824	798	1356	4051	1026	455	116	76	757
1980	10,6	10,3	9,3	610	1971	2115	1383	1984	1288	524	146	48	842
1981	26,6	16,1	11,8	410	1263	1460	5414	2091	1685	688	138	63	1106
1982	14,6	7,8	7	54	2065	1024	1711	1669	719	259	58	26	635
1983	20,9	13,1	10,3	107	1230	1606	741	1208	1075	505	123	53	558
1984	36,8	14,6	13,5	294	915	1041	1319	2458	1659	558	168	89	714
1985	17,4	9,9	6,1	118	1359	1594	2065	845	1001	350	131	42	628
1986	33,3	18,1	11,3	98	1476	1006	2889	1243	2025	518	129	76	794
1987	46,4	40,4	34,1	354	1700	1402	1170	1121	1030	824	249	94	672
1988	59,5	33,6	23,9	91	1185	1181	708	1999	2444	553	124	93	708
1989	35,5	21,4	18,3	30	968	760	483	2111	430	150	40	28	423
1990	18,4	12,8	12,4	75	1458	1379	1784	1340	1031	339	124	48	635
1991	28,8	24,4	20,8	214	1248	1340	1548	1582	1719	404	107	47	690
1992	26,1	16,1	14,7	294	1266	1463	958	489	466	410	87	46	461
1993	28,3	18,5	16,3	99	865	1006	2216	1745	1269	371	144	66	654
1994	33,5	24	20,9	399	2111	1863	845	1066	2491	731	146	75	817
1995	22,5	15,7	14,9	156	1601	685	2111	1850	1020	296	103	51	661
1996	34,1	23,6	19,3	418	1270	1468	5421	2099	1693	695	145	70	1113
1997	22,1	15,3	14,5	62	2073	1031	1719	1676	726	266	65	34	642
1998	28,4	20,6	17,8	115	1238	1614	749	1215	1083	513	130	61	565
1999	44,3	22,1	21	301	923	1049	1326	2465	1666	565	175	97	721
2000	24,9	17,4	13,6	126	1366	1601	2073	853	1009	358	139	49	636
2001	40,8	25,6	18,8	105	1484	1014	2896	1250	2033	525	136	83	801
2002	43,9	27,9	21,6	361	1510	1054	1003	1149	2020	731	156	82	680
2003	67	41,1	31,4	99	1093	989	1010	2006	2451	560	131	101	715
2004	34,3	19,1	15,5	196	1348	2488	900	1374	685	288	83	60	624
2005	30,3	27	20,8	150	1451	1100	1150	995	895	524	139	59	545
2006	77	39,8	32,5	269	1628	1005	1614	3048	2648	986	205	146	975
2007	59	44,3	31	394	2255	1116	1340	1968	2111	669	150	97	853
2008	34,4	11,9	11,5	253	658	636	1083	3239	819	363	90	59	605
2009	6,9	6,5	5,6	606	1968	2111	1379	1980	1284	520	143	44	838

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

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
124,0	0	124	0	124	0
134,1	0,7	125,5	250	125,2	250
148,9	2	127,5	600	126,7	600
163,1	4	129,5	1100	128,6	1100
170,2	6	131	1800	130,5	1800
174,0	8	132,3	2700	131,4	2700
177,0	10	132,5	3520	131,8	3820
179,0	12	765,00	1283	н/д	н/д

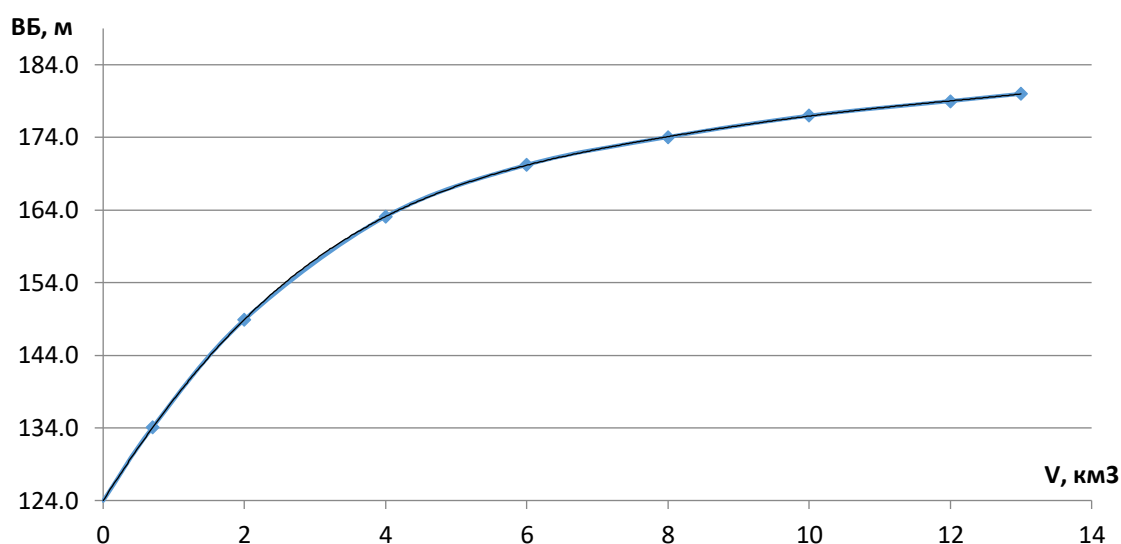


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

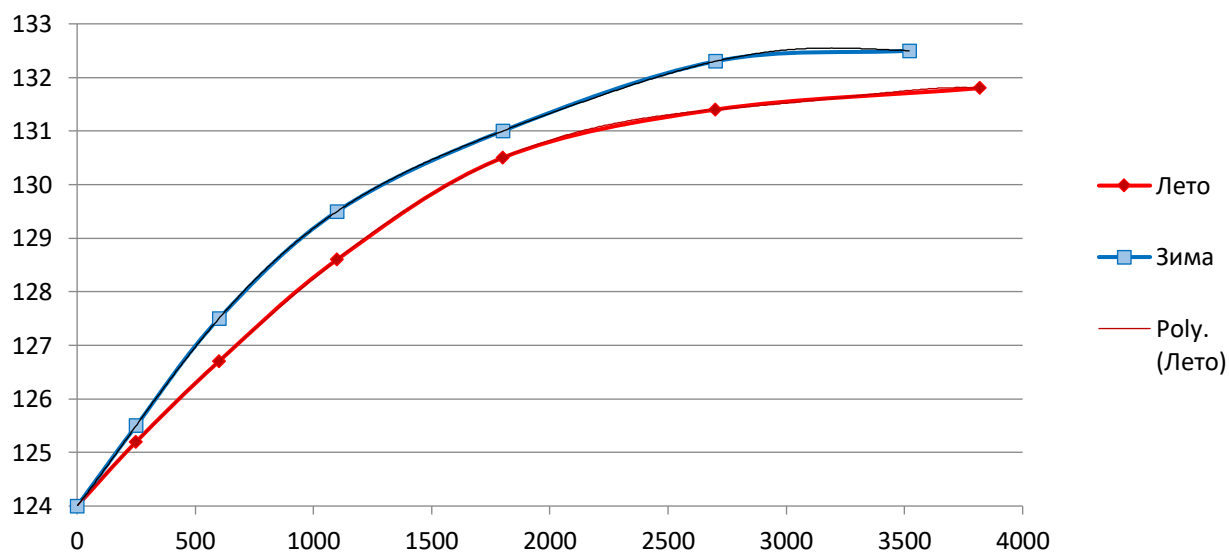


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

$Q$ , м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	257	257	257	257	513	513	513	513	513	257	257	257
Потребление из Водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Испарение	0	0	0	0	2	3	4	2	2	0	0	0
Льдообразование	5	5	5	-15	-10	0	0	0	0	5	5	5

### 1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает гранодиорит. Ширина по створу 487 метров. Дно находится на отметке 124,0 метра.

### 1.4 Данные по энергосистеме

Якутская ГЭС предназначена для работы в составе электростанций, входящих в операционную зону Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Востока» (далее - ОДУ Востока). Выработка электроэнергии может быть использована в основном для промышленного производства, строительных объектов, транспортной и социальной инфраструктуры. На территории Республики Саха (Якутия) действует Вилуйская ГЭС (установленной мощностью 680 МВт. Имеется одна крупная тепловая электростанция, Якутская ГРЭС (установленной мощностью 544 МВт). В операционной зоне Якутского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 1425,3 МВт. Наиболее крупными из них являются Вилуйская ГЭС, Якутская ГРЭС. В электроэнергетический комплекс региона входят также линии электропередачи класса напряжения 110 кВ протяженностью 2592 км и 220 кВ протяженностью 4044 км.

Выработка электроэнергии в операционной зоне Якутского РДУ в 2019 году составила 5,483 млрд кВт\*ч, потребление – 5,204 млрд кВт\*ч.

## 2 Гидрологические расчёты

### 2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Гидрограф-это график изменения во времени расходов воды в реке за несколько лет.

Выбор расчётного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По эмпирическим кривым обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1987 и 2002 года. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Таблица 2.1 - Расходы для выбора средневодного года

Расчетный средневодный 50% год						
P%	год	Q <sub>ср</sub>	год	Q <sub>половод</sub>	год	Q <sub>меж</sub>
49	2002	680	1995	1453	1969	130
50		676		1451		129
51	1987	672	1968	1449	1992	128

Для 2002 года:

$$K_{\text{пол } 50\%} = \frac{Q_{\text{пол } 50\%}}{Q_{\text{пол.2002г}}} = \frac{1451}{1347} = 1,08 \quad (2.1)$$

$$K_{\text{меж } 50\%} = \frac{Q_{\text{меж } 50\%}}{Q_{\text{меж.2002 г}}} = \frac{129}{203} = 0,64 \quad (2.2)$$

Для 1987 года:

$$K_{\text{пол } 50\%} = \frac{Q_{\text{пол } 50\%}}{Q_{\text{пол.1987г}}} = \frac{1451}{1285} = 1,13 \quad (2.3)$$

$$K_{\text{меж } 50\%} = \frac{Q_{\text{меж } 50\%}}{Q_{\text{меж.1987 г}}} = \frac{129}{235} = 0,55 \quad (2.4)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 2002г.

Выбор расчётного года (P=90%). Вычисляем коэффициенты для 2005 года.

$$K_{\text{пол.90\%}} = \frac{K_{\text{пол.1976г}}}{K_{\text{пол.2005г}}} = \frac{1113}{1118} = 0,99 \quad (2.5)$$

$$K_{\text{меж.90\%}} = \frac{K_{\text{меж.1968г}}}{K_{\text{меж.2005г}}} = \frac{72}{136} = 0,64 \quad (2.6)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 2005 год.

Таблица 2.2 Скорректированные расходы средневодного и маловодного лет.

мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сред
$Q_{\text{ипр}50}$ %	38	30	234	411	1256	1118	1163	1241	1804	568	270	60	683
$Q_{\text{ипр}90}$ %	30	27	221	401	891	1050	965	1026	1105	524	239	59	545
$Q_{\text{ипр}50}$ м <sup>3</sup> /с													
$Q_{\text{ипр}90}$ м <sup>3</sup> /с													

По полученным данным строим гидрограф (рисунок 2.1). Расходы маловодного года не должны превышать расходы средневодного.

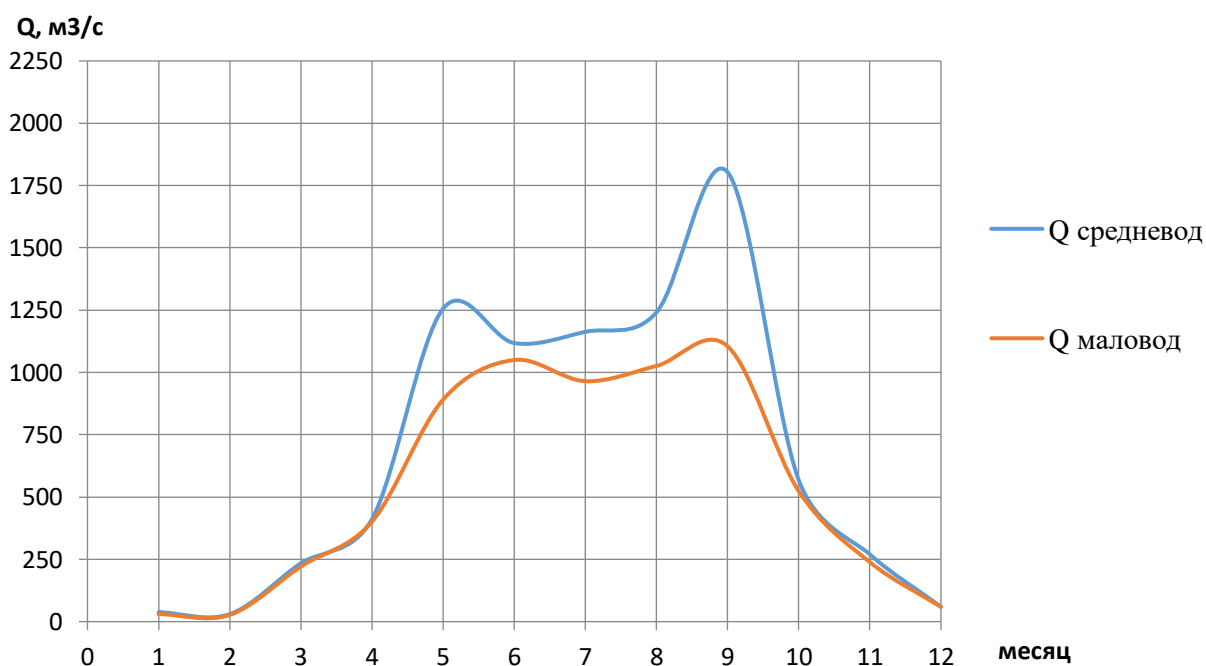


Рисунок 2.1 - Гидрограф расчетных маловодного и средневодного лет

## 2.2 Кривые обеспеченности расходов

Целесообразно разделить года на 2 основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому

расходу. Тогда остальные месяца составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII, IX месяцы; к периоду межени относятся IV, X, XI, XII, I, II, III месяцы).

Определив границы сезонов, для всех лет ряда вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и по формуле (2.7) вычисляем обеспеченности.

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100, \quad (2.7)$$

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n=50$  – общее число членов ряда.

Результаты расчетов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в приложении Б, таблица Б.1.

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

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.2.

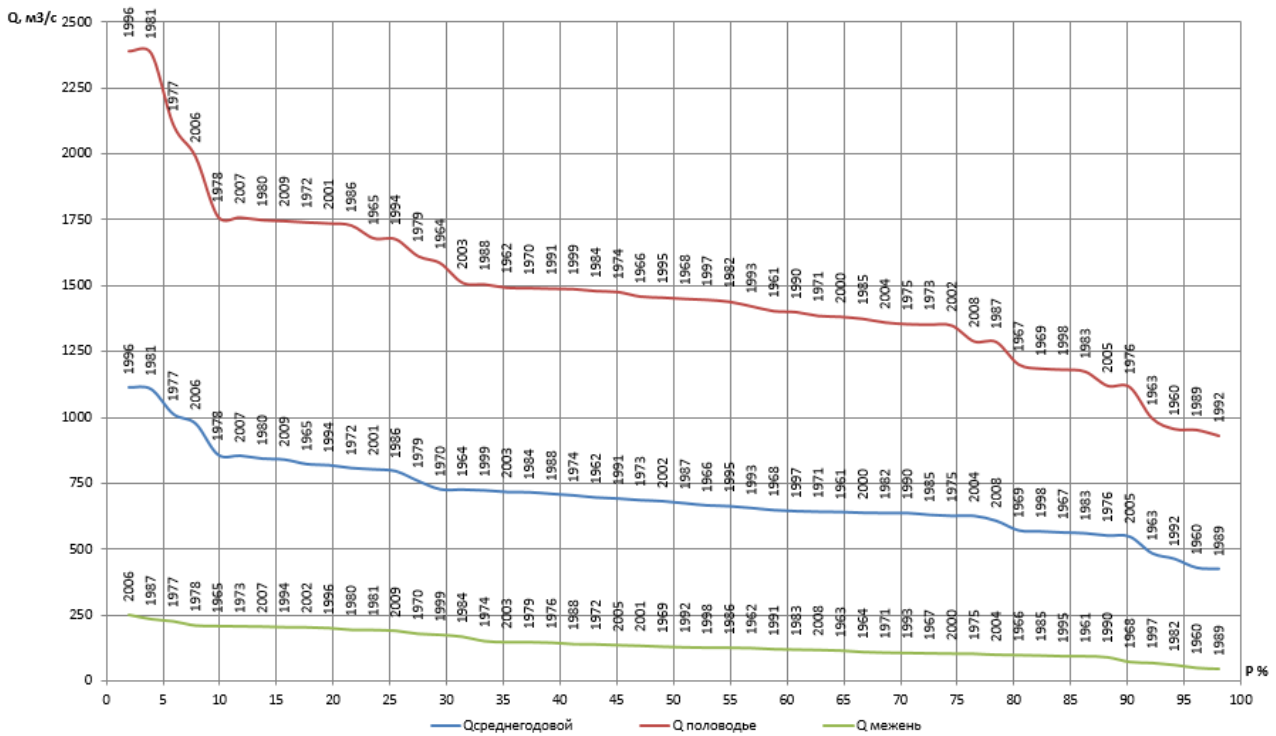


Рисунок 2.2 – Эмпирические кривые обеспеченности

### 2.3 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объема водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Результатом сработки маловодного года является отметки УМО (минимальной отметки верхнего бьефа), которая равна 165,42 м. Объемы соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объемов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).

$$V_{\text{НПУ}} = 12 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 4,51 \text{ км}^3;$$

Тогда полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 12 - 4,51 = 7,49 \text{ км}^3; \quad (2.8)$$

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

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗН}}}{\bar{W}}, \quad (2.9)$$

где  $\bar{W}$  – среднемноголетний сток в заданном створе.



$$\bar{W} = \overline{Q_{\text{многолет}}} \cdot t, \quad (2.10)$$

где  $\overline{Q_{\text{многолет}}}$  – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;  
 $t$  – число секунд в году.

$$\bar{W} = \overline{Q_{\text{многолет}}} \cdot t = 698 \cdot 31536000 = 22,012 \text{ км}^3;$$

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗН}}}{\bar{W}} = \frac{7,49}{22,012} = 0,34.$$

Для годовичного регулирования значение коэффициента  $\beta$  должно быть в пределах  $\beta=0,1 - 0,35$ , в нашем случае данное условие выполняется. Имеем водохранилище годовичного регулирования.

#### 2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.11)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 9,02$ ;  
 $H$  – подведенный напор;  
 $Q_{\text{полез}}$  – полезный бытовой расход.  
 Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.12)$$

где  $Z_{\text{ВБ}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ, м;  
 $Z_{\text{НБ}}$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи;  
 $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Также необходимо рассчитать мощность ГЭС с учётом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.13)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м<sup>3</sup>/с.

Расчеты сведены в таблицы 2.8, 2.9.

Таблица 2.8 – Режим работы по водотоку

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
z ВБ	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179
z НБ	125,5	125,5	125,5	125,2	126,3	126,3	126,3	126,3	126,3	125,5	125,5	125,5
Н	53,1	53,1	53,1	53,4	52,3	52,3	52,3	52,3	52,3	53,1	53,1	53,1
Н быт	10	9	96	187	398	464	426	454	489	233	104	23

Таблица 2.9 – Режим работы по ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
z ВБ	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179
z НБ	125,5	125,5	125,5	125,2	126,3	126,3	126,3	126,3	126,3	125,5	125,5	125,5
Н	53,1	53,1	53,1	53,4	52,3	52,3	52,3	52,3	52,3	53,1	53,1	53,1
Н ВХК	116	116	116	117	228	228	228	228	228	116	116	116
Н БЫТ-Н ВХК	-106	-107	-20	71	170	236	198	226	261	117	-12	-93

Суммарный избыток мощности = 940 МВт. Сработка водохранилища начинается с ноября.

Строим баланс энергии (рисунок 2.3). Отмечаем N быт и N вхк. Проводим линию гарантированной мощности так, чтобы образовавшиеся пустоты были равны избытку мощности.

Из графика получаем гарантированные мощности

$N_{\text{гар.янв}}=298$  МВт

$N_{\text{гар.фев}}=266$  МВт

$N_{\text{гар.март}}=192$  МВт

$N_{\text{гар.ноя}}=266$  МВт

$N_{\text{гар.дек}}=298$  МВт.

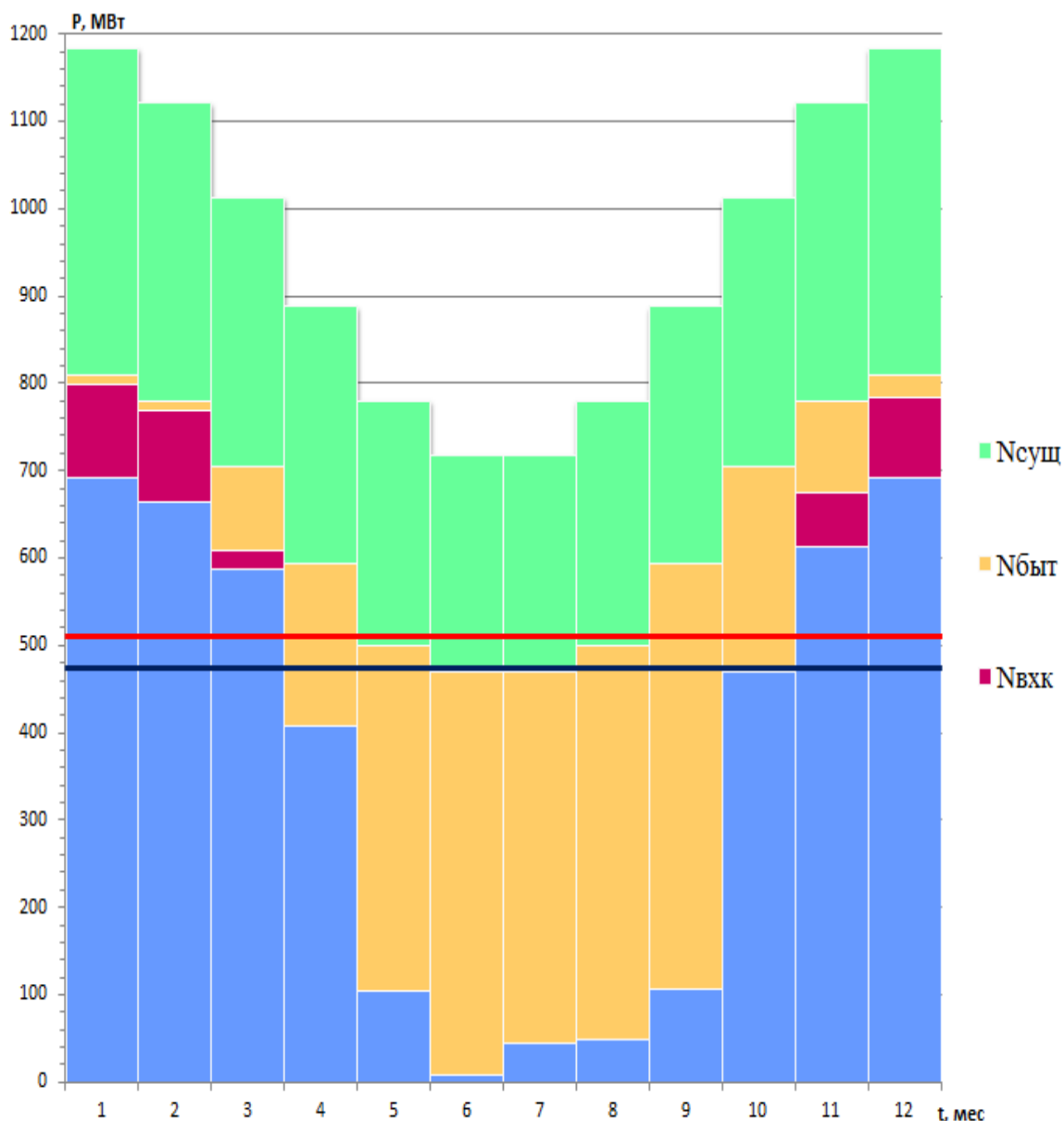


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учетом перераспределения бытовых мощностей

## 2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Главная задача водно-энергетических расчётов – определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметки УМО), среднегодовой выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=179 м.

Сработку средневодного года производим двумя способами:

1. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

## 2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем тот способ в котором больше среднемноголетняя выработка электроэнергии. Сработка за маловодный и средневодные годы представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.1, А.2).

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.4.

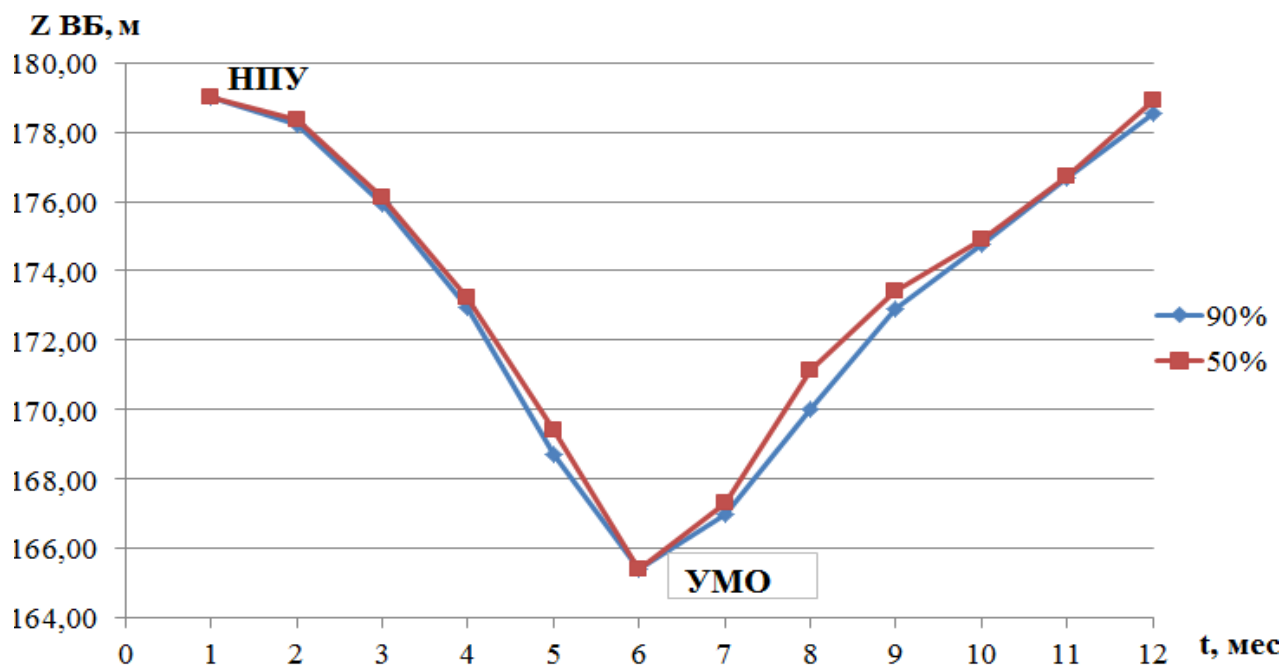


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

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

где  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 179$  м, для линии расчётного напора  $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 167,7$  м, для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО = 165,42$  м;  
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;  
 $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 257 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где  $N_{уст} = 592$  Мвт – установленная мощность Восточной ГЭС;  
 $k_N = 9,02$  – коэффициент мощности;  
 $H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС, который выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

$H_p$  – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля в приложении Б (Рисунок Б.1).

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 49,5 \text{ м.}$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 43,7 \text{ м.}$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 35,1 \text{ м.}$$

### **3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов**

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

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- поворотнo-лопастная ПЛ-50-В;
- поворотнo-лопастная диагональная ПЛД50;

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин (табл. 3.1):

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	50	50
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1opt}, об/м$	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1opt}, л/с$	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мopt}$	0,916	0,91
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1500	1650
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1max})$	0,56	0,52
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1м}, м$	0,46	0,35
Напор модельной турбины	$H_{мод}, м$	12	5
Температура	$t_{мод}, °C$	21	16
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	0,988	1,114

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где  $\eta_{(p1)}$ ,  $D_{1м}$ ,  $H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;  
 $D_1$ ,  $H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_n, \nu_m$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $tn$  и  $tm$ ;

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

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{г.ср.}=0,97$$

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г.ср.} \quad (3.5)$$

где  $Q'_{(p1)}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{г.ср.}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где  $N_{уст} = 592$  МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где  $n'_{I_p}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.1);

$\Delta$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ , которые рассчитываются по формулам:

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

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$



$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\text{ ср}}}. \quad (3.11)$$

При этом правая часть задаётся параметрами выбранной турбины и поэтому не изменяется, поэтому для нахождения расчётной точки, необходимо на линии  $n'_{I\text{ п}}$  подобрать такие  $Q'_I$  и  $\eta_T$ , чтобы их произведение соответствовало равенству.

Определив расчётную точку, сделаем перерасчёт режимного поля на универсальную характеристику турбины.

Верхняя и нижняя граница режимного поля – это горизонтальные линии приведённой частоты вращения, соответствующие максимальному и минимальному напору.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу, которые необходимо пересчитать в координаты универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max}$  и  $H_{min}$  по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.11), в которую подставляется максимальный напор. Результаты расчёта параметров оборудования представлены в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ50-В

D1, м	5,3	5,6	6	6,3	6,7
$\eta_T$	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N' a, МВт	109	122	140	155	175
Z' шт	5,42	4,85	4,22	3,83	3,38
Z a, шт	6	6	6	4	4
N a, МВт	98,7	98,7	98,7	148,0	148,0
$\Delta'$	1,037	1,038	1,038	1,039	1,039
n'c, об/мин	147,3	139,5	130,2	124,1	116,7
n c об/мин	150	136,4	125	125	115,4
n' min, об/мин					128,0
n' расч, об/мин	131,8	126,6	124,2	130,4	
n' расч, об/мин	118,1	113,4	111,3	116,9	114,7
n' max, об/мин					107,8
n' max, об/мин	111,0	106,6	104,6	109,8	
Q· $\eta$ рас	1,28	1,14	1,00	1,36	1,20
Q· $\eta$ max	1,06	0,95	0,83	1,13	0,99

Таблица 3.3- Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД50-В

D1, м	5,30	5,60	6,00	6,30	6,70
$\eta_T$	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
N' a, МВт	121	135	155	171	194
Z' шт	4,90	4,38	3,82	3,46	3,06
Z a, шт	5	5	4	4	4
N a, МВт	118,40	118,40	148,00	148,00	148,0
$\Delta'$	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07
n'c, об/мин	145,31	137,57	128,44	122,36	115,09
n c об/мин	150,00	136,40	125,00	125,00	115,40
n' min, об/мин					126,43
n' min, об/мин	130,15	125,02	122,71	128,81	
n' расч, об/мин	116,65	112,04	109,97	115,44	113,3
n' расч, об/мин					106,46
n' max, об/мин	109,60	105,27	103,33	108,47	
Q· $\eta$ рас	1,53	1,37	1,50	1,36	1,20
Q· $\eta$ max	1,27	1,14	1,24	1,13	0,99

На данном этапе самым лучше вариантом является турбина ПЛ50-В, исходя из того, что её рабочая зона находится в оптимальной зоне. Точка

оптимума турбины ПЛД50-В не входит в рабочую зону, поэтому в дальнейшем не рассматривается.

### 3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

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

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s \quad (3.13)$$

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

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

- для максимального напора  $H_{max}$  и номинальной мощности;
- для расчетного напора  $H_p$  и номинальной мощности;
- для минимального напора  $H_{min}$  и номинальной мощности.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл} \quad (3.14)$$

где  $B$  - барометрическое давление (10,0 м вод.ст);

$\Delta H_s$  - дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

$\sigma$  - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

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

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

Гидротурбина ПЛ-50-В-600.

При  $H_{max}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{125,13}{900} - 0,21 \cdot 49,5 = -0,23;$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{131,52}{900} - 0,29 \cdot 43,7 = -2,52 \text{ м};$$

При  $H_{\min}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{131,29}{900} - 0,27 \cdot 35,1 = 0,67\text{м};$$

Расчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Расчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$Z_{PK1} = 125,13 - 0,23 = 124,9$$

$$Z_{PK2} = 131,52 - 2,52 = 128,99$$

$$Z_{PK3} = 131,29 + 0,67 = 131,97$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса  $Z_{PK1} = 124,9$ .

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.15)$$

где  $\cos\varphi = 0,85$ .

$$S_{\text{ном}} = \frac{98,7}{0,85} = 116,1, \text{МВ} \cdot \text{А}$$

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{125} = 48.$$

Генератор был выбран исходя из синхронной частоты вращения 125 об/мин и числа полюсов 48. Принимаем генератор: СВ-1130/140-48ТС4 (рисунок 3.4).

Таблица 3.4 – Основные параметры гидрогенератора СВ-1130/140-48ТС4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	117,7
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	100
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	5,89
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	125
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	1,84
Переходное сопротивление	$X'd$	о.е.	0,33
Сверхпереходное сопротивление	$X''d$	о.е.	0,2
Исполнение	Зонтичный тип		

### 3.5 Расчет подшипника и вала на прочность

#### 3.5.1 Расчет вала на прочность

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

Предварительно рассчитывается наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} \quad (3.16)$$

Причем  $[\tau_{доп}] = 30 - 35$  МПа, а крутящий момент определяется:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{98700}{125} = 7,69 \text{ МПа} \quad (3.17)$$

$$D_B^* = \left( 5,1 \cdot \frac{7,69}{[30]} \right)^{0,33} = 1,093 \text{ м}$$

Округляем полученное значение до 1,1 м.

#### 3.5.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{98700}{125 \cdot 6} = 105,3 \text{ кН} \quad (3.18)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\text{п}}$ , с учетом облицовки, принимается на 15 – 20 мм больше  $D_{\text{в}}$ .

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 0,015 = 1,115 \text{ м} \quad (3.19)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \quad (3.20)$$

где  $[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U$ , где  $U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}$  (3.21)

$h_{\text{п}}$  выбирается по таблице 3.5:

Таблица 3.5 – Выбор  $h_{\text{п}}$  в зависимости от диаметра вала

$D_{\text{в}}$ , мм	500 – 800	850 – 1100	1200 – 1600	1700 – 2200
$h_{\text{п}}$ , мм	300	400	500	600
$Z_{\text{сегм}}$	8	8	10	12

$$p_{\text{уд}} = \frac{105,3}{1,115 \cdot 0,4} = 236,05 \text{ кПа}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 15 = 3423 \text{ кПа}$$

$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$  условие выполняется.

Определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos 2\alpha} = \frac{105,3}{1+2 \cdot \cos 45 + 2 \cdot \cos 90} = 91,2 \text{ кН}, \quad (3.22)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ \quad (3.23)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}] \quad (3.24)$$

$$p_{уд} = \frac{105,3}{0,39 \cdot 0,4} = 668,23 \text{ кПа}$$

$$l_{сегм} = 0,9 \cdot \pi \cdot \frac{d_{п}}{Z_{сегм}} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{1,115}{8} = 0,39 \text{ м} \quad (3.25)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 15 = 729 \text{ кПа} \quad (3.26)$$

$p_{уд} \leq [p_{уд}]$ , условие выполняется.

В результате расчета возможно применение обоих подшипников. Принимается сегментный подшипник из-за того, что он более технологичный, менее трудоемкий при изготовлении и удобный в эксплуатации на ГЭС.

### 3.6 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

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

По номограмме определяется тип маслонапорной установки для напора 50 м и D1 - 6м: МНУ 12,5/1-40-12,5-2,

где: 12,5 - объем гидроаккумулятора

1 - количество гидроаккумуляторов

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40кгс/см<sup>2</sup>

12,5 - сливной бак, вместительностью 12,5м<sup>3</sup>

2 - количество насосов.

Так как турбина относится к системе ПЛ турбин, то выбираем ЭГРК с двумя регулируемыми органами (комбинатором):

ЭГРК-2И1-150-4

Электрогидравлический регулятор с комбинатором. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах. Диаметр главного золотника 150 мм. Гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

### 3.7 Выбор геометрических размеров машинного зала

При установке реактивных турбин ширина здания ГЭС обычно находится в пределах:

$$B_{ГЭС} = (7,0 - 7,5) \cdot D_1 = 7 \cdot 6 = 42 \text{ м} \quad (3.27)$$

Высота машинного зала принимается как высота самого габаритного элемента. Для ПЛ турбин это ротор.



## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В энергосистеме республики Якутия присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ, 330 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Олёкма» 330 кВ с расстоянием 50 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

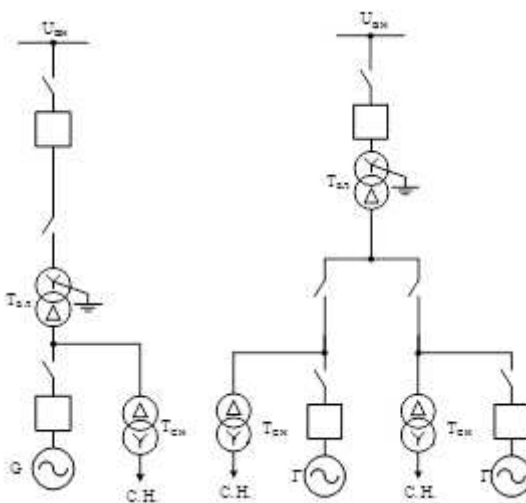


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО [9], мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 98,7 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

### 4.2 Выбор повышающих трансформаторов

#### 4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{100 - 100 \cdot 0,01}{0,85} = 116,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Трансинжиниринг" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/330. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/330.

$S_{\text{НОМ}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	347	13,8	11	380	125	0,55

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где  $\mu=1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

$\omega=0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,125 \cdot 8729 = 1091 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.  
 Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left( \frac{116,5}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 793 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = (\Delta W_{xx} + \Delta W_H) \cdot T_{max} \cdot \gamma_0, \quad (4.6)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного кВт · ч электроэнергии

$$I_{пот(1)} = 1091 \cdot 0,006 + 793 \cdot 0,009 = 13,687 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для шести блоков:

$$I_{пот} = 6 \cdot 13,687 = 82,124 \text{ тыс. руб./год.}$$

#### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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:

$$S_{расч} = \frac{2 \cdot (P_{ГНОМ} - P_{с.н.})}{\cos \varphi_{Г}} = \frac{2 \cdot (100 - 100 \cdot 0,01)}{0,85} = 233 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-250000/330. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/330

$S_{НОМ}$ , МВА	$U_H$ , кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
250	347	13,8	11	605	214	0,5

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.9)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;  
 $T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_{\text{в}} = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,214 \cdot 8729 = 1868 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,605}{1} \cdot \left(\frac{233}{250}\right)^2 \cdot 2405 = 1263 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для шести трансформаторов:

$$I_{\text{пот(1)}} = (\Delta W_{\text{хх}} + \Delta W_{\text{н}}) \cdot T_{\text{макс}} \cdot \gamma_0, \quad (4.12)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного МВт · ч электроэнергии;

$$I_{\text{пот(1)}} = 1868 \cdot 0,006 + 1263 \cdot 0,009 = 22,576 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для 6 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 6 \cdot 22,576 = 67,729 \text{ тыс. руб/год.}$$

### 4.2.3 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-1130/140-48ТС4 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 - Паспортные данные генератора

Номинальная мощность		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г}, \text{о.е.}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$P_{Г\text{ ном}}, \text{МВт}$				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
117,7	100	13,8	0,85	97,7	0,21	0,26	0,91

#### 4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд для схем с одиночным и объединенным блоком

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от  $S_{Г\text{ ном}}$ :

$$S_{\text{с.н.}} = 6 \cdot 0,01 \cdot \frac{P_{Г\text{ ном}}}{\cos \varphi_{Г}} = 6 \cdot 0,01 \cdot \frac{100}{0,85} = 7,06 \text{ МВ}\cdot\text{А}. \quad (4.13)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

По каталогу завода «Трансна» выбираются 3 трансформатора ТДНС–10000/35, стоимостью каждый 1589 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТДНС–10000/35

$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
10	36,75	6,3	8

#### 4.5 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

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

$$K = t \cdot K_{ОРУ} + n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н.}}, \quad (4.14)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов;  
 $K_{T_{с.н.}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд;  
 $K_{ОРУ}$  – стоимость ячейки ОРУ;  
 $n$  – число силовых трансформаторов;  
 $m$  – число трансформатора собственных нужд;  
 $t$  – число ячеек ОРУ

Стоимость одной ячейки КРУЭ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{круэ} = 4 \text{ млн.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 250 + 3 \cdot 8 + 7 \cdot 1,7 = 1035,9 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 500 + 3 \cdot 8 + 5 \cdot 1,7 = 1032,5 \text{ млн. руб.}$$

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

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.15)$$

где  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1035,9 + 82,124 = 155467124 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1032,5 + 67,729 = 154942729 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.16)$$

$$P = \frac{155467124 - 154942729}{155467124} \cdot 100\% = 0,33\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [19] – «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».

#### 4.6 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 330 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \frac{(P_{\Gamma H} - 0,01 \cdot P_{\Gamma H})}{\cos \varphi_{\Gamma}} \quad (4.17)$$

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot \left( \frac{100 - 0,01 \cdot 100}{0,85} \right) = 699 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 330 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 360 \text{ МВт}; \quad K = 1; \quad \cos \varphi_c = 0,85;$$

Где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, принимаемый равным 1, при номинальном напряжении 330 кВ и выше, 1,2 при напряжении 220 кВ, 1,4 при напряжении 110 кВ.

$P_{\text{нат}}$  – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 330 кВ.

Число линий 330 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi_c)} + 1 = \frac{699}{(1 \cdot 360 / 0,85)} + 1 = 2,65 \quad (4.18)$$

Принимается число ВЛ 330 кВ равным  $n_{\text{л}} = 3$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{699}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,41 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

По величине тока выбираем провод марки АС – 300/39. Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{699}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,61 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Параметры провода марки АС-300/39

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
2	0,048	0,328	0,000341

#### 4.7 Выбор схемы РУ ВН

Число присоединений РУ–330 кВ: 6 (3 ВЛЭП 330 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 330 кВ представлена на рисунке 3.

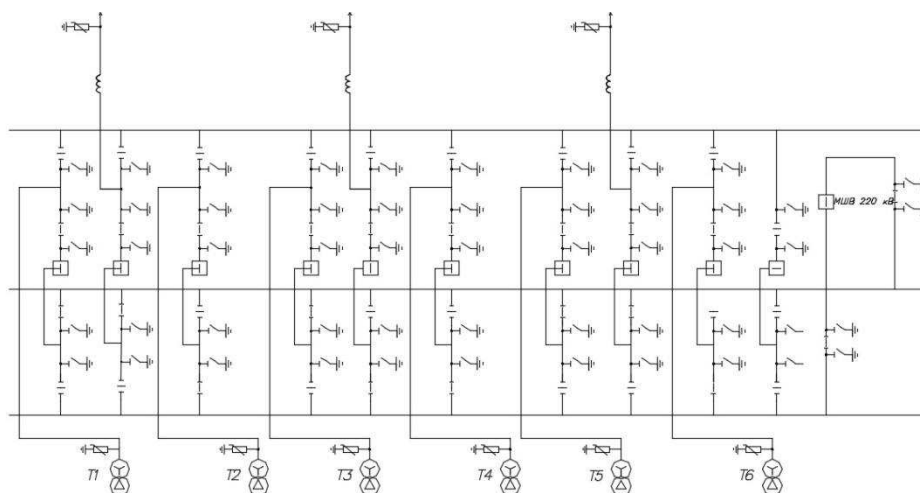


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 330 кВ: 2 СШ с ОШВ



## 4.8 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»

### 4.8.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{117,7} = 0,34 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{Г} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,594 \text{ кВ.} \quad (4.22)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{K\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 347^2}{100 \cdot 125} = 105,96 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{330^2}{150} = 726 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Линии связи 330 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,328 \cdot 50 = 16,4 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{С} = E_{*С} \cdot U_{Г1} = 1,0 \cdot 347 = 347 \text{ кВ.} \quad (4.26)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{330} = 0,0418. \quad (4.27)$$

### 4.8.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin3

На рисунках 4.3, 4.4, 4.5 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		14				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г4		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Г5		14				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Г6		14				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	ТР 1		14				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	ТР 2		14				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	ТР 3		14				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	КРУЭ 330		330				
11	<input type="checkbox"/>			у	11	Система		330				
	<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_...	Kт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	1	7	1		Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	2	7	2		Г2 - ТР 1							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	3	8	1		Г3 - ТР 2							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	4	8	2		Г4 - ТР 2							
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	5	9	1		Г5 - ТР 3							
6	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	6	9	2		Г6 - ТР 3							
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	7	10	1		ТР 1 - КРУЭ 330	2,65	143,33					0,042
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	8	10	2		ТР 2 - КРУЭ 330	2,65	143,33					0,042
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	9	10	3		ТР 3 - КРУЭ 330	2,93	105,96					0,042
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	10	11	1		КРУЭ 330 - Система	2,40	16,40					
	<input type="checkbox"/>															

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.E	ур.Угол	П1	dП1
1			1	Г1	1	0,015	0,340	0,015	0,340	0,015	0,340	15,594				0,031	-88,939
2			2	Г2	2	0,015	0,340	0,015	0,340	0,015	0,340	15,594				0,031	-88,939
3			3	Г3	3	0,015	0,340	0,015	0,340	0,015	0,340	15,594				0,031	-88,939
4			4	Г4	4	0,015	0,340	0,015	0,340	0,015	0,340	15,594				0,031	-88,939
5			5	Г5	5	0,015	0,340	0,015	0,340	0,015	0,340	15,594				0,042	-88,416
6			6	Г6	6	0,015	0,340	0,015	0,340	0,015	0,340	15,594				0,042	-88,416
7			7	СИСТЕМА	10	66,060	726,000	66,060	726,000	66,060	726,000	340,000				0,269	-84,801

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

### 4.8.3 Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin3»

Результаты расчёта представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	Пп	$I_{п.0}$	$i_y$
1ф	10	7,94	12,35
3ф	10	5,3	8,245
3ф	1	52,95	82,37

### 4.9 Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме

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.

#### 4.9.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

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

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

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 4,92 = 5,17 \quad (4.28)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{\text{Г,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,НОМ}}} = \frac{117,7}{\sqrt{3} \cdot 347} = 0,196 \text{ кА}, \quad (4.29)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 330 кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{699}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,407 \text{ кА}, \quad (4.30)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{699}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,61 \text{ кА}. \quad (4.32)$$

#### 4.9.2 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:

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

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,max}}$$

$$V_{\text{к,норм}} \geq V_{\text{к,расч}}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–14 и разъединитель РВРЗ–14/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 5170 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 52,95 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$I_{\text{у}} = 82,37 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 100 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 80 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 52,95^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 252,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на аperiodическую составляющую выключателя ВГГ–20:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 52,95 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 56,27 \text{ кА.} \quad (4.33)$$

$$\frac{i_{\text{ат}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}}} \cdot 100\% = 75\%$$

$$75\% < 80\%$$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – 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-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 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-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе II 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.

#### 4.9.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5170 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

#### 4.9.4 Выбор параметров КРУЭ

#### 4.9.5 Выбор ячейки КРУЭ и её номинальные параметры

По имеющимся данным для КРУЭ 330 кВ принимаются ячейки ЯЭГ-330 марки АО ВО «Электроаппарат». Каталожные данные ячейки КРУЭ 330 кВ представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные ЯЭГ-330
$U_{\text{сети ном}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 407 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 7,94 \text{ кА}$	$I_{\text{п}} = 63 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 12,35 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 160 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 7,94^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 2,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ серии ЯЭГ-330 с током включает в себя основное оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителем, трансформаторы тока и напряжения, ОПН. КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды (табл.4.12.).

Таблица 4.12 – Технические характеристики выключателя и трансформатора тока

Параметры выключателя ВГГК-330	
$I_{\text{откл}}$	63 кА
$t_{\text{откл}}$	0,055 с
Номинальное напряжение, кВ	
330	
Параметры трансформатора тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учета	0,2S
Для измерений	0,2S
Для защиты	10P
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	4000
Сборных шин	2000
Номинальное напряжение, кВ	
330	

#### 4.9.6 Выбор дизель-генераторной установки

Была выбрана дизель-генераторная установка АД-1200С-Т400  
ГрандМоторс мощностью 1500 кВа.



## 5 Релейная защита и автоматика

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

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

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

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

#### **На главном генераторе СВ-1130/140-48ТС4:**

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

#### **На силовом трансформаторе блока ТДЦ 125000/330:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 330 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;

- Защита от перегрева.

#### На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению

- Защита от перегрузки

- Реле тока охлаждения

#### На линиях электропередачи 330 кВ:

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 330 кВ предусматривается УРОВ 330 кВ.

## 5.2 Параметры защищаемого оборудования

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ–1130/140-48ТС4
Мощность номинальная	полная	117,7 МВА
	активная	100 МВт
Номинальное напряжение		13,8 кВ
Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,85
Частота вращения		125 об/мин
Номинальный ток статора		4922 А
Ток ротора при номинальной нагрузке		1300 А
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е)	синхронное $X_d$	0,91
	переходное $X'd$	0,26
	сверхпереходное $X''d$	0,21

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ 125000/330
мощность номинальная, МВА	125
номинальное напряжение, кВ	ВН: 347; НН: 13,8.
напряжение короткого замыкания, %	11,0
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТДНС-10000/35
мощность номинальная, кВА	10000
номинальное напряжение, кВ	ВН: 36,75; НН: 6,3.
напряжение короткого замыкания, %	8
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

### 5.3 Расчет номинальных токов

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{100 \cdot 10^3 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4922 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ}}^2 = \frac{I_{\text{НОМ}}^1 \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{4922 \cdot 1}{8000/5} = 3,07 \text{ А} \quad (5.2)$$

Номинальный ток на высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{117,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 347} = 195,8 \text{ А} \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^2 = \frac{195,8}{600/5} = 1,63 \text{ А} \quad (5.4)$$

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТЭ}}^1 = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 33,51 \text{ А} \quad (5.5)$$

### 5.4 Описание защит и расчет их уставок

#### 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:  $I_{\text{НОМ}} = 4922 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{ТТ}} = 8000/5 \text{ А}$ .

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:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.7)$$

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

Принимаем уставку:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 3,07 = 0,465 \text{ А} \quad (5.8)$$

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;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,21} \cdot 4922 = 26485 \text{ А} \quad (5.10)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,21} \cdot 4922 = 2648,5 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.11)$$

$$K_T > \frac{2648,5 \cdot 2}{26485},$$

$$K_T > 0,2,$$

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):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

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

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

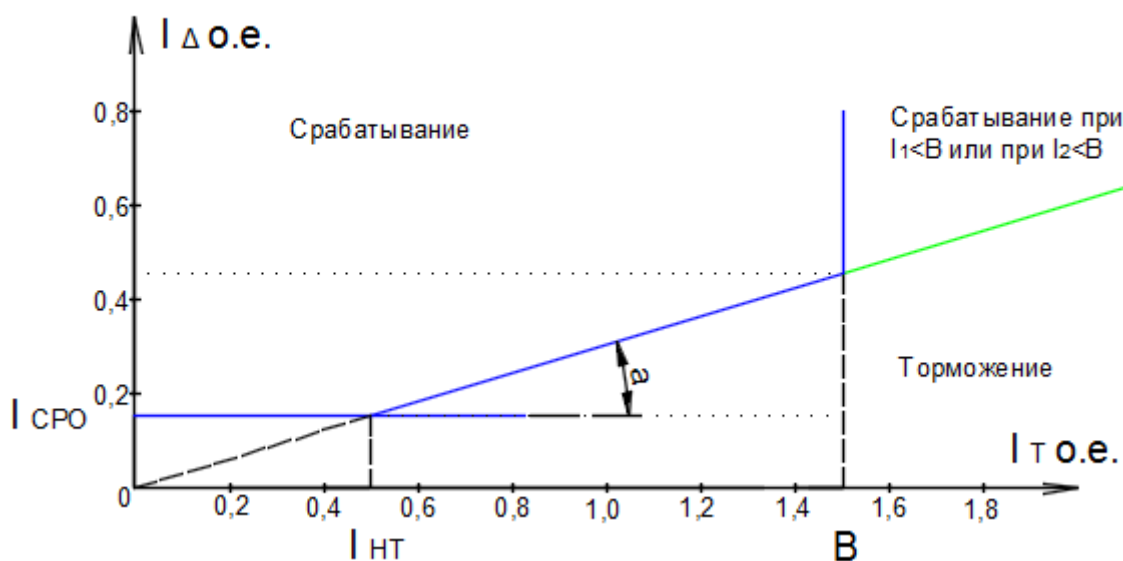


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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% 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.

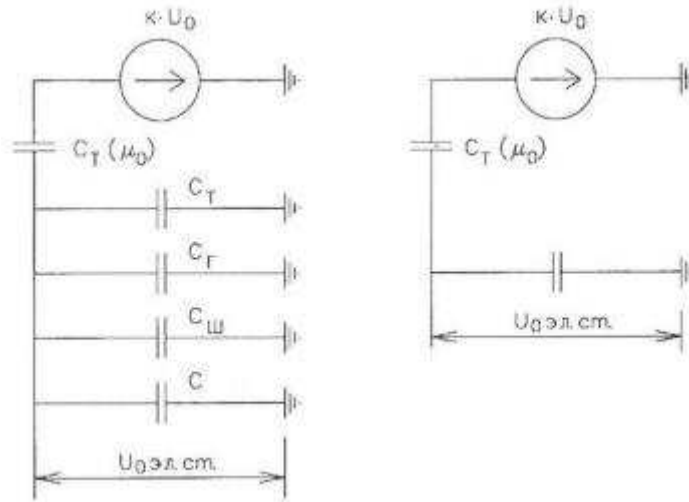


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

- $C_T$  – 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 со стороны трансформатора;
  - $C$  – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.
- Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_T + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,64 + 0,008 + 0,35 = 1,005 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.14)$$

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

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{347}{\sqrt{3}} = 66,78 \text{ кВ}, \quad (5.16)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 330кВ:

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 66780 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,005} = 296,36 \text{ В}, \quad (5.17)$$

Расчетное значение  $U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 296,36 \text{ В}$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.18)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 296,36}{\frac{36,75}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 0,73 \text{ В},$$

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

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

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

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с, которая действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_{\text{Т}}$ :



$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.19)$$

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

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.20)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.21)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 330 кВ принимается минимальной и равной  $0,09I_H$ .

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 ( $I_2$ )

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.22)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.23)$$

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:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ ;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 4922 = 0,21 \text{ А } (0,07 \cdot I_H). \quad (5.24)$$

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:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,5} = 0,12, \quad (5.26)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,12 \cdot I_H = 0,46 \text{ А } (0,12 \cdot I_H). \quad (5.27)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{2\text{ПУСК}}^2} = \frac{20}{0,12^2} \approx 1388 \text{ с} \quad (5.28)$$

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

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

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

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 1.3.

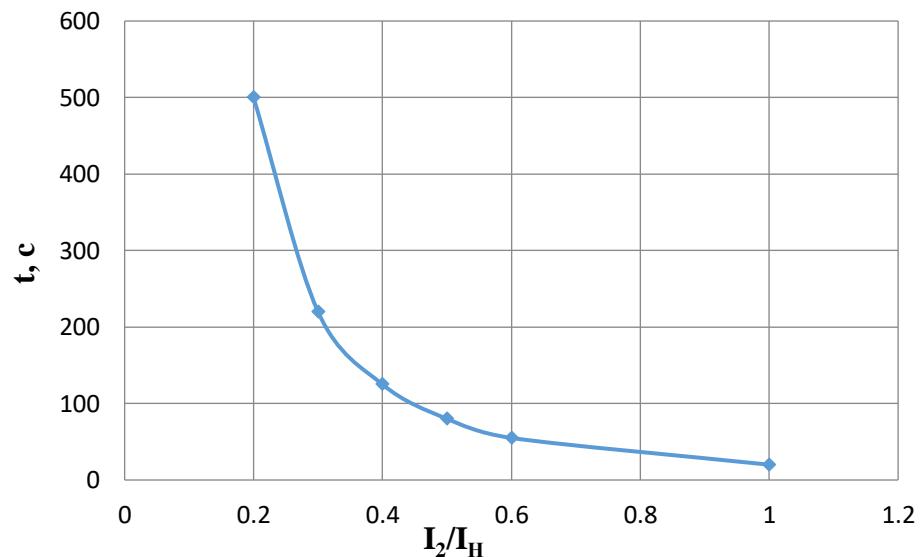


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

4) Орган токовой отсечки ( $I_{20\text{ТС}}$ ) 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 к повреждениям в конце линий 330 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$x''_{d\text{ВН}} = x''_d \left( \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,21 \left( \frac{347}{13,8} \right)^2 = 132,77 \quad (5.31)$$

где  $x''_{d\text{ВН}}$  - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2\text{ВН}} = x_2 \left( \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,3 \left( \frac{347}{13,8} \right)^2 = 189,68 \quad (5.32)$$

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

$$x_{\text{T}*} = \frac{U_{\text{К}}\%}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,11}{100} \cdot \frac{125}{125} = 0,011 \quad (5.33)$$

где  $x_{\text{T}*}$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$I_{2с.з.*} = \frac{1}{1,1 (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1 (132,77 + 189,69 + 2 \cdot 0,011)} = 0,002 \text{ о. е.}, \quad (5.34)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.з.}^* = I_{2с.з.*} \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,002 \cdot 2 \cdot \frac{347}{13,8} = 0,1005 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение В-330. 8,5 с на отключение блочных выключателей 330 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.36)$$

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:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.37)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

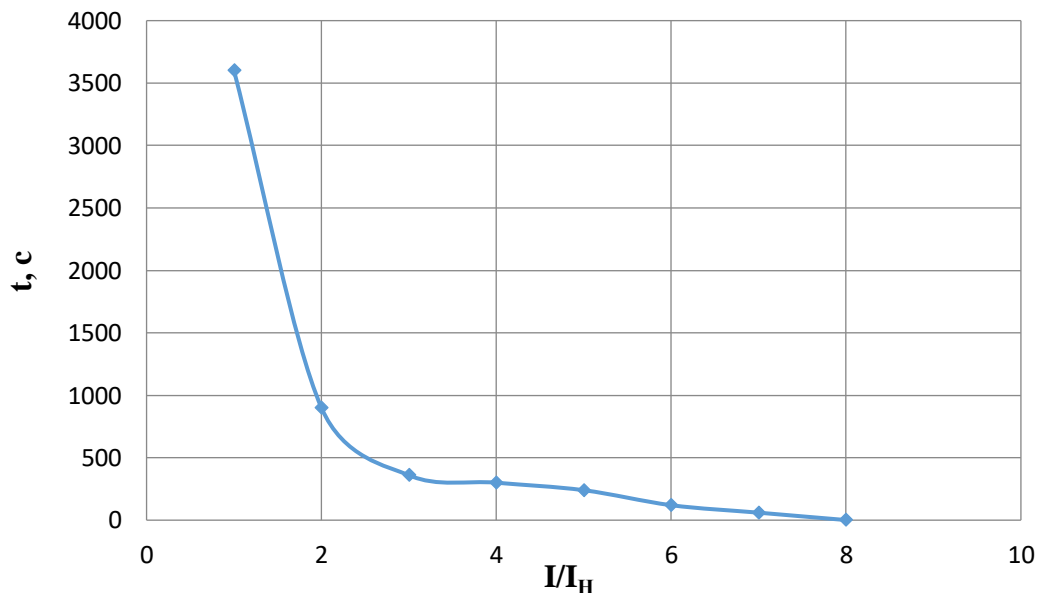


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.38)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.39)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 330 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 330 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 330 кВ Якутская ГЭС – ПС «Олёкма»:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 105,9 + \frac{0,8}{5} \cdot 29,83 = 89,5 \text{ Ом,} \quad (5.40)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 330 кВ;

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 347^2}{125} = 105,9 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{125}{125} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{160}{347^2} \cdot 29,83 = 0,094,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,094 \cdot 1,61 = 0,151 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{117,7} = 1,61.$  (5.42)

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,151 \cdot \frac{8000}{\frac{5}{13,8} \cdot 0,1} = 1,75 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,75 \text{ Ом}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4922} = 1,62 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

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):

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.Х.}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,91} = 3,35, \quad (5.45)$$

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:



$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{3,35} = 0,28 \text{ о. е.} \Rightarrow 0,294, \quad (5.46)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 3,35} = 0,267, \quad (5.47)$$

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

$$Z_{\text{CЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,294}{1,1} = 0,267 \text{ о. е.}, \quad (5.48)$$

$$Z_{\text{CЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,267 \cdot \frac{13,8^2}{117,7} = 0,43 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{CЗII}} = \frac{Z_{\text{CЗ.ИИ}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,43 \cdot 8000/5}{13800/100} = 4,98 \text{ Ом}, \quad (5.50)$$

Принимаем уставку  $Z_{\text{II}} = 5 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12-20%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{CM1}} = 0,151 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{CM2}} = 0,43 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение блочных выключателей 330 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

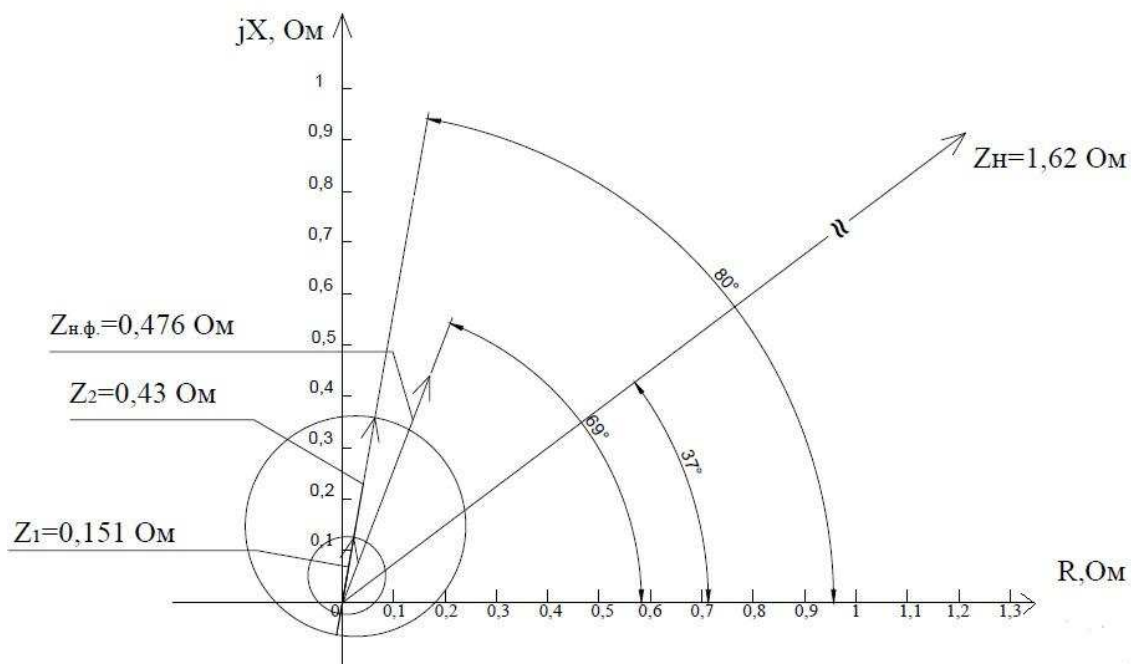


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

#### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.51)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.52)$$

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

Таблица 5.6 – 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
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

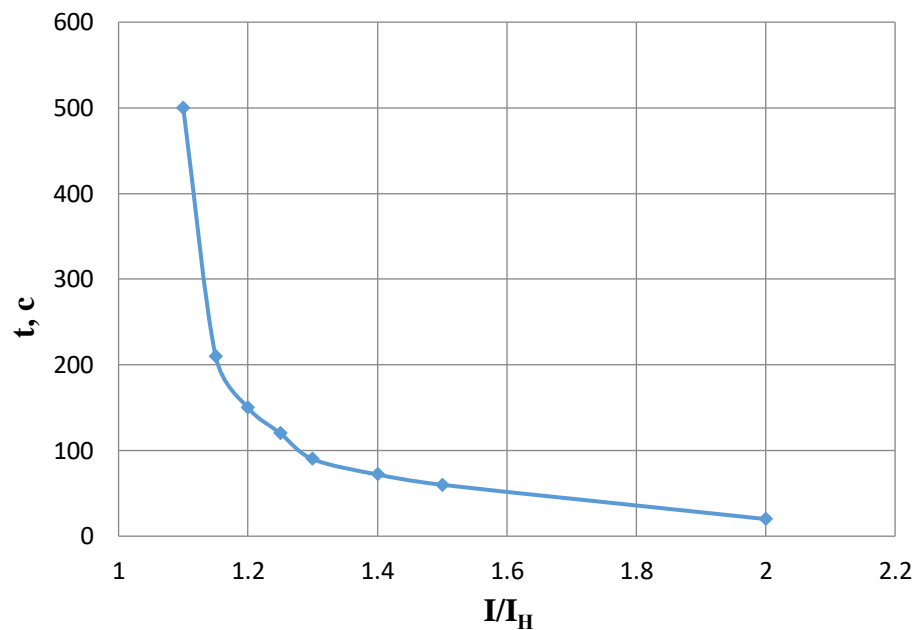


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,35 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.53)$$

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

### 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства 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 5.7

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,465 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	1,535 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	4,6 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	4,6 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	5 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	10 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,21 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,46 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,175 \cdot I_H$	0,27 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,28 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,37 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,43 \cdot I_{НОМ}$	4,39 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,151	0,151 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,267	0,43 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	3,913 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,023 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	8,009 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Защиты									
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$						+	
		$t_2$					+		
	$U_0$	$t_3$	+	+	+				
		$t$	+	+	+				
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	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

## 6 Состав и компоновка сооружений

### 6.1 Определение класса плотины и отметки гребня плотины

#### 6.1.1 Проектирование сооружений напорного фронта

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ( $H=55$  м) и типа грунтов оснований (скальное основание – гранодиорит) [31], присвоен: II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [31]. По установленной мощности ( $N=592$  МВт), присвоен: II.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения 10000 человек), присвоен: I.

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

#### 6.1.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

где  $h_{1\%}$  - высота волны расчётной обеспеченностью 1%;  $\Delta h_{\text{set}}$  - высота ветрового нагона;  $a$  - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,8 м.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{17 - 124}{2} = 27,5 \text{ м.} \quad (6.2)$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{16} = 13244, \quad (6.3)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 7500}{16^2} = 287, \quad (6.4)$$

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

Далее по графику [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ ) и значениям  $\frac{g \cdot t}{V}$  и  $\frac{g \cdot L}{V^2}$  определяются параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$ .

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ .

- Определяемые значения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,028;$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,082;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 2,1.$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,07.$$

Из полученных значений выбираем минимальные.  
Отсюда:

$$\bar{h} = \frac{0,028 \cdot V^2}{g} = \frac{0,028 \cdot 16^2}{9,81} = 0,73 \text{ м}; \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = \frac{2,1 \cdot V}{g} = \frac{2,1 \cdot 16}{9,81} = 3,43 \text{ с}. \quad (6.6)$$

- Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,43^2}{2 \cdot 3,14} = 18,33 \text{ м} \quad (6.7)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d;$$

$27,5 > 9,16$  т.е. условие глубоководности выполняется.

Высота волны 1% обеспеченности:



$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.8)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [32],  $K_i = 2,1$ .  
По формуле (6.11):

$$h_{1\%} = 0,73 \cdot 2,1 = 1,53 \text{ м.}$$

Отметка гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 179 + 1,53 + 0,8 = 181,33 \text{ м,}$$

Таким образом, за отметку гребня плотины принимаем  $\nabla_{\text{ГБП}} = 181,33 \text{ м.}$

## 6.2 Гидравлические расчёты

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Для определения ширины водосливного фронта необходимо определить расчётный максимальный расход. Для первого класса капитальности, таким расходом является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$\begin{aligned} Q_p &= Q_{\text{max.осн.}} - Q_{\text{ГЭС}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \\ &= 3400 - (6 - 1) \cdot 153 - \frac{7,49 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 212 = 1941 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.12) \end{aligned}$$

где  $Q_{\text{max}}$  – максимальный основной расход 0,1% обеспеченности,

$V_{\text{пол}}$  – полезный объем водохранилища;  $t_{\text{ср}}$  – время сработки (4 месяца);

$Q_{\text{ГЭС}}$  – допустимый расход через гидроагрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6 включительно [3],  $Q_{\text{ГА}}$  – расход через 1 агрегат,  $153 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р.осн.}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1941}{47,5} = 40,87 \text{ м,} \quad (6.13)$$

где  $q_{\text{в}}$  – удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 38,0 = 47,5 \text{ м}^2/\text{с,} \quad (6.14)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.  
Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5,0 \cdot 7,6 = 38,0 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.15)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Q = f(H)$ , УНБ = 131,6 м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 131,6 - 124,0 = 7,6 \text{ м} \quad (6.16)$$

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

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия  $b = 9$  м, тогда водосливных отверстий:

$$n' = \frac{B}{b} = \frac{40,87}{9} = 4,54 \approx 5 \quad (6.17)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 9 \cdot 5 = 45 \text{ м}; \quad (6.18)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского  $\delta_{\text{Б}} = 0,25 \cdot b + (0,5 - 2)\text{м} = 0,25 \cdot 16 + 1,75 = 4$  м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_{\text{Б}} = B + (n - 1) \cdot \delta_{\text{Б}} = 45 + (6 - 1) \cdot 4 = 61 \text{ м}. \quad (6.19)$$

### 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:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{1941}{0,49 \cdot 45 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,34 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицера типа А,  $m = 0,49$  (см. рис 6.1.);

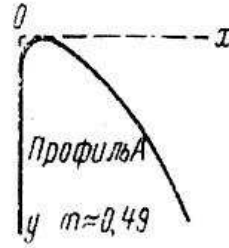


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицера тип А

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \quad (6.24)$$

$$= \left( \frac{1941}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,927 \cdot 1 \cdot 45 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,72 \text{ м.}$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;  
 $\sigma_n$  – коэффициент подтопления,  $\sigma_n = 1$ ;  
 Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b} = 1 - \frac{0,2 \cdot 7,34 \cdot 0,45}{9} = 0,927, \quad (6.25)$$

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка [33],  $\xi_0 = 0,45$ .

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 7,72 - \frac{1,1 \cdot 0,58^2}{2 \cdot 9,81} = 7,70 \text{ м} \quad (6.26)$$

где  $v_0$  – скорость потока на подходе к плотине.  
 Скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_B)} = \quad (6.27)$$

$$= \frac{1941}{(179 - 124)(45 + (5 - 1) \cdot 4)} = 0,58 \text{ м/с}$$

где  $\delta_B$  – толщина быка, которая была принята ранее.  
 $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем  $\alpha = 1,1$ .

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [36]  $H_{ст} = 8,0$  м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 179,0 - 8,0 = 171,0 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 171,0 + 1,6 \cdot 8,0 = 183,8 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Сравнивая с отметкой 181,33 полученной в пункте 6.3.1, принимаем итоговую отметку гребня плотины 183,8 метров, так как она больше.

В итоге принимаем высоту всего напорного фронта равной:

$$H_{пл} = \nabla_{ГБ} - \nabla_{подошвы} = 183,8 - 114,5 = 69,3 \text{ м} \quad (6.30)$$

### 6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$\begin{aligned} Q_{р.пов} &= Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = & (6.31) \\ &= 3820 - (6 - 1) \cdot 479 - \frac{7,49 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 212 = 2361 \text{ м}^3/\text{с} \end{aligned}$$

где  $Q_{махповер}$  - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений;

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов.} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2361}{0,49 \cdot 45 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,36 \text{ м} \quad (6.32)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов.} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m_{пов.} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \quad (6.33)$$

$$= \left( \frac{2361}{0,490 \cdot 1 \cdot 0,916 \cdot 1 \cdot 45 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,82 \text{ м},$$

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot 8,36 \cdot 0,45}{9} = 0,916$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая. Скорость подхода потока к плотине:

$$\begin{aligned} V_{0 \text{ пов}} &= \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot B} = & (6.34) \\ &= \frac{2361}{(180 - 124) \cdot (45 + (5 - 1) \cdot 4)} = 0,69 \text{ м/с}, \end{aligned}$$

где  $\nabla \text{ФПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня.

Предварительно отметку ФПУ принимаем равной 170 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 8,82 - \frac{1,1 \cdot 0,69^2}{2 \cdot 9,81} = 8,80 \text{ м}. \quad (6.35)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 171,0 + 8,80 = 179,80 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Расчётная отметка  $\nabla \text{ФПУ}$  оказалась меньше заданной, следовательно, отметки  $\nabla \text{ФПУ}$  равной 180,0 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

#### 6.2.4 Построение профиля водосливной грани

В таблицу 6.1 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 8,0$  м. Профиль оголовка плотины представлен на рис. 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	1,01	21	16,00	9,88	41	32,00	39,37
2	0,80	0,29	22	16,80	10,95	42	32,80	41,17
3	1,60	0,06	23	17,60	12,06	43	33,60	42,97
4	2,40	0,00	24	18,40	13,22	44	34,40	44,76
5	3,20	0,05	25	19,20	15,15	45	35,20	46,56
6	4,00	0,22	26	20,00	15,68	46	36,00	48,35
7	4,80	0,48	27	20,80	16,98	47	36,80	50,15
8	5,60	0,80	28	21,60	18,31	48	37,60	51,95
9	6,40	1,17	29	22,40	19,70	49	38,40	53,74
10	7,20	1,58	30	23,20	20,88	50	39,20	55,54
11	8,00	2,05	31	24,00	22,59	51	40,00	57,33
12	8,80	2,57	32	24,80	24,10	52	40,80	59,13
13	9,60	3,15	33	25,60	25,66	53	41,60	60,93
14	10,40	3,80	34	26,40	27,24	54	42,40	62,72
15	11,20	4,51	35	27,20	28,87	55	43,20	64,52
16	12,00	5,29	36	28,00	30,54	56	44,00	66,31
17	12,80	6,11	37	28,80	32,25	57	44,80	68,11
18	13,60	6,98	38	29,60	33,99	58	45,60	69,91
19	14,40	7,90	39	30,40	35,77	59	46,40	71,70
20	15,20	8,86	40	31,20	37,58	60	47,20	73,50

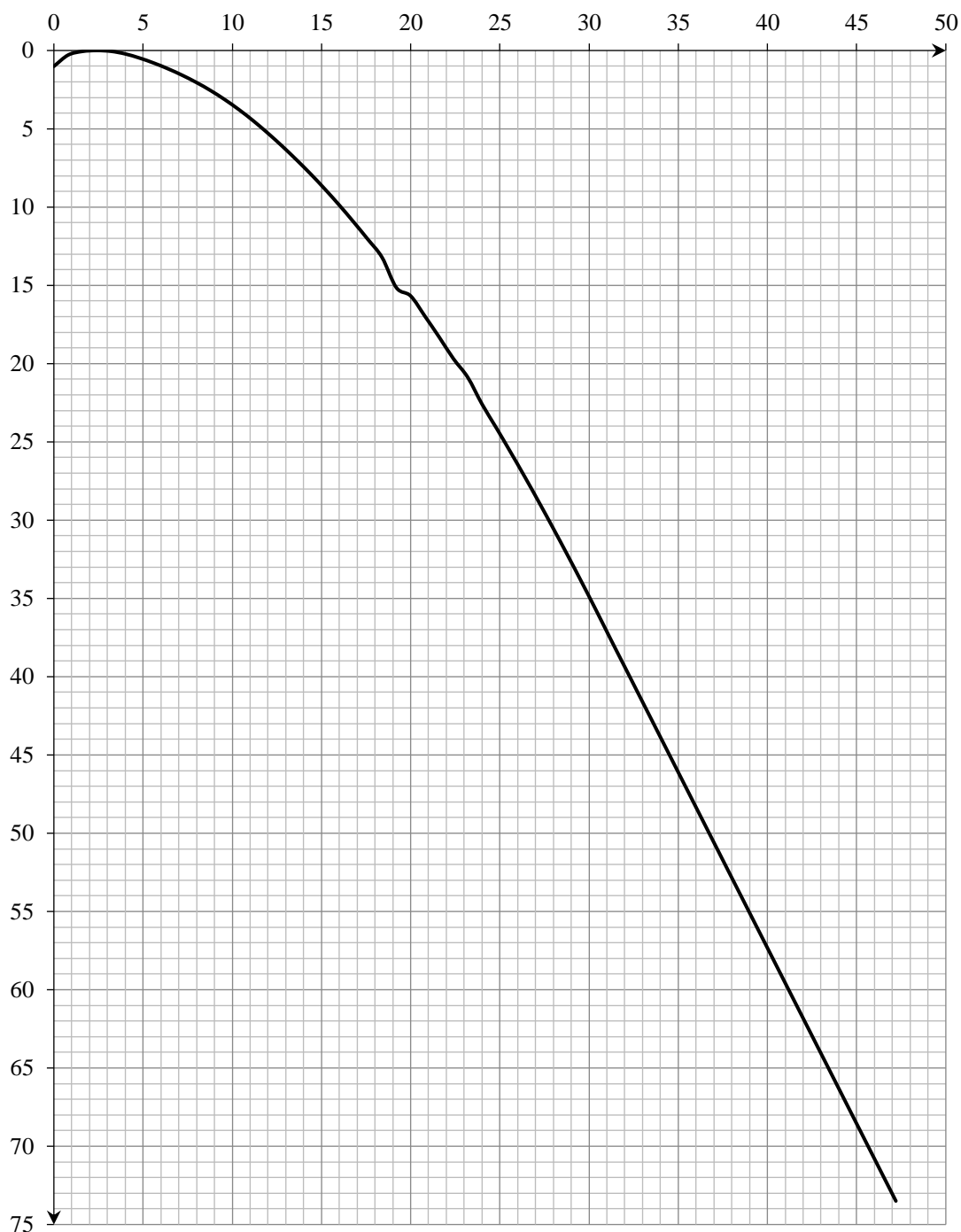


Рисунок 6.2 – Профиль оголовка плотины

### 6.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

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. 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

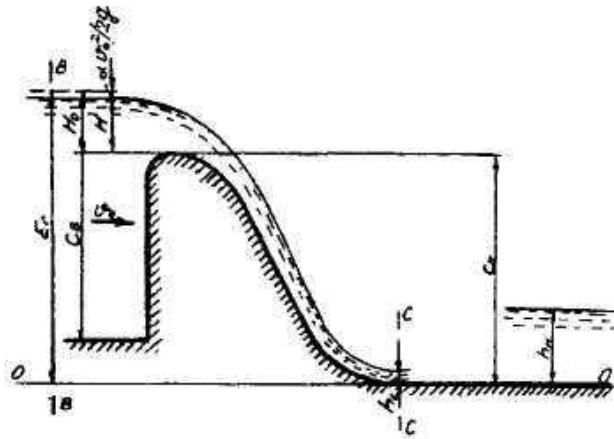


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.мах}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1941^2}{9,81 \cdot (61)^2}} = 4,84 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 179 - 124 = 55 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{55}{4,84} = 11,36 \text{ м.} \quad (6.39)$$

По графику [33, рис. 9-55] определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,256$  и  $\xi_c'' = 2,75$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,256 \cdot 4,84 = 1,24 \text{ м.} \quad (6.40)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,75 \cdot 4,84 = 13,32 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Глубина в НБ при  $Q_p=3400$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ),  $h_{НБ} = 7,6$  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. Гашение энергии в нижнем бьефе будет осуществляться водобойным колодцем.

### 6.2.6 Расчёт водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

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

Первоначально, глубину колодца определим по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + Z'), \quad (6.42)$$

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left( \frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{нб}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) \quad (6.43)$$

$$q = \frac{Q_{осн.р.}}{B + \sum \delta_6} = \frac{1941}{61} = 31,83 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.44)$$

$$Z' = \frac{31,83^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 7,6^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 13,32^2} \right) = 0,79 \text{ м}$$

Тогда, глубина колодца будет равна:

$$d = 1,1 \cdot 13,32 - (7,6 + 0,79) = 6,26 \text{ м.}$$

Находим полную удельную энергию для второго приближения:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 179 - 124 + 6,26 = 61,26 \text{ м} \quad (6.45)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{61,26}{4,84} = 12,65 \text{ м.} \quad (6.46)$$

По графику [4, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяем  $\xi_c = 0,24$  и  $\xi_{T_0}'' = 2,80$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c^{\cdot} = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,24 \cdot 4,84 = 1,16 \text{ м}, \quad (6.47)$$

$$h_c^{\cdot\cdot} = \xi_c^{\cdot\cdot} \cdot h_{кр} = 2,80 \cdot 4,84 = 13,56 \text{ м}. \quad (6.48)$$

$$Z' = \frac{31,83^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 7,6^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 13,56^2} \right) = 0,80 \text{ м}$$

$$d = 1,1 \cdot 13,56 - (7,6 + 0,80) = 6,50 \text{ м}.$$

Так как разница между глубиной колодца в втором и первом приближениях составляет меньше 5%, то принимаем  $d = 6,50$  м.

Отметка пола водобоя:

$$\text{ПВ} = \text{ДНО} - d = 124,00 - 6,50 = 117,50 \text{ м} \quad (6.49)$$

Длина водобоя при наличии в нем гасителя:

$$l_b = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{пр} \quad (6.50)$$

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c^{\cdot\cdot} - h_c^{\cdot}) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 13,56 - 1,16) = 61,50 \text{ м} \quad (6.51)$$

$$l_b = (0,75 \div 1,0) \cdot 61,50 = 60,00 \text{ м}$$

### 6.2.7 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для аварийных сбросов в зимний период.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{р.в.} = \frac{V_{пол.вдхр.}}{t_{сраб}} = \frac{7,49000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 212 = 693,61 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.52)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле (6.53):

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}, \quad (6.53)$$

где  $Q$  – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{BO}$  – напор над центром выходного отверстия;

$\omega_{BO}$  – площадь выходного отверстия.

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

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{p.v.}}{2} = 346,81 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.54)$$

Для того, чтобы определить  $H_{BO}$  нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия  $h=5,5$  м, отметку донного отверстия 124,0 м. Тогда отметка над центром выходного отверстия:

$$\nabla_{ЦВО} = 124,0 + \frac{h}{2} = 126,0 \text{ м}. \quad (6.55)$$

Напор над центром выходного отверстия.

$$H_{BO} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ЦВО} = 179,0 - 126,0 = 53,0 \text{ м}. \quad (6.56)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{BO} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{BO}}} = \frac{346,81}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 53,0}} = 29,63 \text{ м}^2. \quad (6.57)$$

Так как высота отверстия 5,5 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{BO}}{h} = \frac{29,63}{5,5} = 5,4 \text{ м}. \quad (6.58)$$

Округлим до 5,5 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{BO} = b \cdot h = 5,5 \cdot 5,5 = 30,25 \text{ м}^2. \quad (6.59)$$

## 6.3 Конструирование бетонной плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплытия. Принимаем толщину плиты водобоя 3 м и прикрепляем анкерами к основанию.

### 6.3.2 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 (гранит) 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 принято равным  $m=0,7$ .

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 179,0 - 114,5 = 64,50 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Отметку подошвы плотины заглубляем в основание на 3 метра:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_{\text{в}} = 124,00 - 6,50 - 3,00 = 114,5 \text{ м.} \quad (6.61)$$

где  $d$  – глубина колодца;  $t_{\text{в}}$  – толщина водобойной плиты;

Определим ширину подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 64,50 = 45,0 \text{ м} \quad (6.62)$$

### 6.3.3 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани предусматриваются вертикальные дренажи, которые имеют выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{\text{др}}$  необходимо принимать не менее минимально допустимого, которое равно 2 м, и при соблюдении следующего условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{55 \cdot 1,25}{25} = 2,75 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для второго класса принимается равным 1,25;

$J_{cr.m}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины;

$H_{max}$  – напор над расчетным сечением:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 147,0 - 124,0 = 55,0 \text{ м}. \quad (6.64)$$

Таким образом,  $a_{др}$  принимается равным 4,5 м, что удовлетворяет условию  $a_{др} \geq 2,75 \text{ м}$ .

### 6.3.4 Дренажные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальную цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 6.4.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 45 = 4,5 \text{ м}, \quad (6.65)$$

где  $B$  - ширина подошвы плотины.

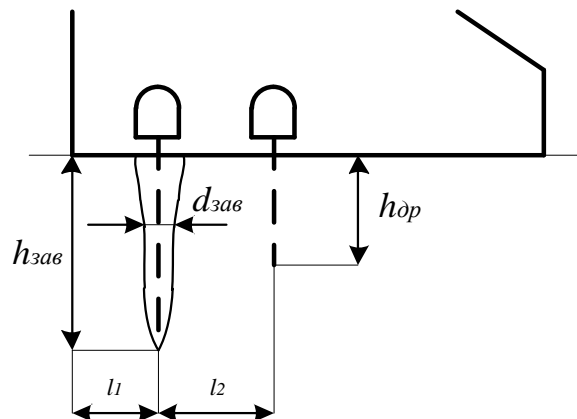


Рисунок 6.4 – Схема цементационной завесы и дренажа

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

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 53,8 \approx 26,9 \text{ м}. \quad (6.66)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n, \quad (6.67)$$

где  $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБвхк}) \cdot 0,6 = (179,00 - 125,2) \cdot 0,6 = 32,28 \text{ м}$  – потери напора на цементационной завесе;

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

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

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = 32,28 \cdot 1,25 / 15 = 2,7 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 26,9 \approx 13,5 \text{ м}. \quad (6.68)$$

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.

### 6.3.5 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b; \quad (6.69)$$

где  $b_c$  – ширина секции с учетом разрезного быка,

$b$  – ширина пролета в свету,

$\delta_b$  – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$$b_c = 9 + 4 = 13 \text{ м}.$$

При ширине основания  $B=45$  м, принимаем 2 столба шириной 18 м и 17 м. Омоноличивание профиля плотины обеспечивается бетонированием замыкающих блоков шириной 1,5 м.

### **6.3.6 Быки**

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 2.1.1). Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 18 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

### **6.3.7 Устои**

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

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

### **6.3.8 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 оборудования. Примем шириной – 3 м, высотой – 3,5 м. Галереи находятся на отметке:  $\nabla 116,50$  м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,5 м, высотой – 2,5 м. Смотровые галереи находятся на отметках:  $\nabla 129,5$  м;  $\nabla 144,5$  м;  $\nabla 1159,5$  м.

### **6.3.9 Рисберма**

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

Длина участка с плитами рисберм:

$$L_p = \frac{0,4}{n} \cdot h_c = \frac{0,4}{0,1} \cdot 13,56 = 54,24 \text{ м.} \quad (6.70)$$

Количество плит рисбермы по длине:

$N=L_p/12=54,24/12=4,52$ , принимается количество плит - 5.

Ширина рисбермы равна ширине водосливного фронта.

Толщина плит рисбермы: для первого ряда толщина плит принимается равной половине толщины плиты водобоя – 3,0 м, для второго и третьего – 2,0 м, для четвертого и пятого – 1,5 м.

#### 6.4 Определение основных нагрузок на плотину

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

##### 6.4.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 1778,49 \text{ м}^2.$$

$$S_{\delta} = 2120,60 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1778,49 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 4} = 28988,84 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.71)$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 7,22 м.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \rho_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}} = \frac{2120,6 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{9 + 4} = 15362,28 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.72)$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 9,31 м.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.73)$$

где  $f$  - площадь затвора:



$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = \quad (6.74)$$

$$= (180 - 171 + 0,5) \cdot 9 = 85,5 \text{ м}^2.$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 85,5 \cdot \sqrt{85,5} \cdot 9,81 = 426,56 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{426,56}{9 + 4} = 32,81 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.75)$$

#### 6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
- с верхнего бьефа НПУ:

$$T_{\text{В}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 64,50^2}{2} = 20406,03 \text{ кН/м}, \quad (6.76)$$

где  $H_{\text{В}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 179,0 - 114,5 = 64,50 \text{ м}$ .

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 10,70^2}{2} = 561,57 \text{ кН/м}, \quad (6.77)$$

где  $H_{\text{Н}} = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 125,2 - 114,5 = 10,70 \text{ м}$ .

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_{\text{в}} = 53,47 \cdot 9,81 = 524,54 \text{ кН/м}; \quad (6.78)$$

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

#### 6.4.3 Равнодействующая взвешивающего и фильтрационного давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [35], схема представлена на рисунке 6.5.

Геометрические параметры эюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 179,0 - 125,2 = 53,8 \text{ м.} \quad (6.79)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой и дренажом:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.80)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20, \quad (6.81)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 53,8 = 21,52 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 53,8 = 10,76 \text{ м,}$$

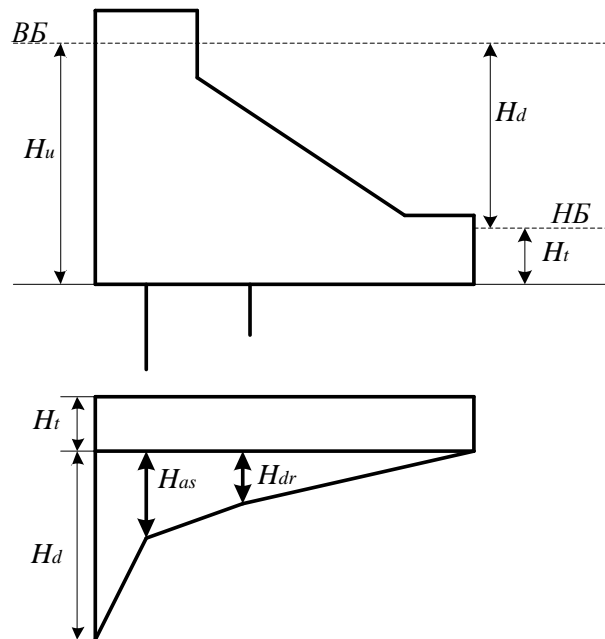


Рисунок 6.5 – Фильтрация на скальном основании

Сила фильтрационного давления:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^\phi, \quad (6.82)$$

$$W_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 561,57 = 4433,34 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

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:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot (125,2 - 114,5) = 104,97 \text{ кН}, \quad (6.83)$$

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

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 481,50 = 4723,52 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.84)$$

#### 6.4.4 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 6 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 29,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.85)$$

где  $\gamma_{\text{н}} = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  
 $h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 130 - 124 = 6 \text{ м},$$

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{6 \cdot 29,4}{2} = 88,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.86)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом:

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

$$P'_{гр} = \gamma_H^{БЗБ} \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 10 \cdot 6 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 10,28 \text{ кН/м}^2 \quad (6.87)$$

где  $\varphi_{гр} = 45^\circ$ .

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

$$P''_{гр} = (\gamma_H^{БЗБ} \cdot h_H + \gamma_{гр}^{БЗБ} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (10 \cdot 6 + 16,1 \cdot 9,5) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 36,50 \text{ кН/м}^2 \quad (6.88)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{гр}^{БЗБ} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,1 \text{ кН/м}^3; \quad (6.89)$$

где  $\gamma_{гр}$  – удельный вес грунта основания,  $\gamma_{гр} = 23,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ ;  
 $n_0$  – пористость условиях естественной влажности грунта,  $n_0 = 0,25$ ;  
 $h_{гр}$  – толщина слоя грунта,  $h_{гр} = 9,5$  м;  
 $\varphi_{гр}$  – угол внутреннего трения грунта,  $\varphi_{гр} = 45^\circ$ ;  
 $\gamma_w$  – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_a = \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{10,28 + 36,50}{2} \cdot 9,5 = 222,20 \text{ кН/м} \quad (6.90)$$

#### 6.4.5 Волновое воздействие

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

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,53^2}{18,33} = 0,40 \text{ м} \quad (6.91)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,53 \cdot \left( \frac{18,33}{3,14} + \frac{0,40}{2} \right) = 45,44 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.92)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{18,33}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,53 = 2,3 \text{ м.} \quad (6.93)$$

## 6.5 Расчёт 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. Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы. Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «−», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составим таблицу 6.2, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [34].

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	20406,03	21,50	438729,56
Тн	1,00	←	561,57	-3,57	-2002,95
W <sub>з</sub>	1,00	↓	524,54	11,21	5880,10
Gб	0,95	↓	14594,16	-9,31	-135871,68
Gпл	0,95	↓	27539,40	-7,22	-198834,45
Wвзв	1,00	↑	4723,52	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	4433,34	18,65	82681,70
Qз	0,9	↓	29,53	-18,71	-552,53
E <sub>а</sub>	1,20	→	266,64	3,17	844,34
W <sub>волн</sub>	1,00	→	45,44	62,16	2824,60
E <sub>н</sub>	1,20	→	105,84	5,00	529,20
F		↔		20262,37	
N		↓↑		33264,15	
M		Σ		194227,92	

Расчёт крайних напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняем по формулам:

- 1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{33264,15}{45,0} + \frac{6 \cdot 194227,92}{45,0^2} = -163,71 \text{ кН/м}^2, \quad (6.94)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $b$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 64,5 = -632,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.95)$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды,  
 $H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 64,5 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.96)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -163,71 \text{ кН/м}^2; \quad (6.97)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 64,5 = -632,75 \text{ кН/м}^2. \quad (6.98)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{33264,15}{45,0} - \frac{6 \cdot 194227,92}{45,0^2} = -1314,69 \text{ кН/м}^2, \quad (6.99)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1314,69 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 10,7 \cdot (1 - 0,7^2) = -697,73 \text{ кН/м}^2, \quad (6.100)$$

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

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 10,7 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 10,7 - 1314,69) \cdot 0,7 = 846,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.101)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \quad (6.102)$$

$$= -1314,69 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 10,7 \cdot 0,7^2 = \\ = -1907,46 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 10,7 = -104,97 \text{ кН/м}^2 \quad (6.103)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	$\sigma_y^u$	-163,71
	$\sigma_x^u$	-632,75
	$\tau_{xy}^u$	0
	$\sigma_1^u$	-163,71
	$\sigma_3^u$	-632,75
Низовая	$\sigma_y^t$	-1314,69
	$\sigma_x^t$	-697,73
	$\tau_{xy}^t$	846,81
	$\sigma_1^t$	-104,97
	$\sigma_3^t$	-1907,46

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие критерии прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.104)$$

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

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

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

$R_b$  – расчётное сопротивление бетона на сжатие, исходя из класса бетона  $B=10$ , принимаем  $R_b = 7500 \text{ кН/м}^2$ .

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1907,46| \leq 7500 \cdot 0,9$$

$$2384,32 \text{ кН/м}^2 < 6750 \text{ кН/м}^2$$

Условие общей прочности выполняется.

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.105)$$

$-163,71 \text{ кН/м}^2 < 0$  – условие выполнено.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.106)$$

$$163,71 \text{ кН/м}^2 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 64,5 \text{ кН/м}^2$$

$$163,71 \text{ кН/м}^2 \geq 161,25 \text{ кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.6 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.107)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_\phi + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (27539,40 + 14594,16 - 4723,52 - 4433,34 + 29,53) \cdot \\ &\quad \cdot 0,7 + 100 \cdot 45,0 = 27784,90 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.108)$$

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

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

$\omega = B_{пл} \cdot 1 = 45,0 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 20406,03 - 561,57 + \\ &\quad + 45,44 + 105,84 = 20262,37 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.109)$$



Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{27784,90 \cdot 0,95}{20262,37 \cdot 1,0} \geq 1,25 ,$$

$$1,30 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

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

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Якутской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Якутской ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Якутской ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

### **7.2 Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным

правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

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.

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

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

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.

### **7.3 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

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

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

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

- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;

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

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

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

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

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

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Якутской 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 Якутскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

## **7.4 Охрана природы**

### **7.4.1 Общие положения**

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы. Экологическая безопасность относится к центральным требованиям при эксплуатации ГЭС.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Якутской ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектировании, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании Якутской ГЭС на реке Курейка являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7–ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52–ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);
- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200–ФЗ (ред. от 01.05.2016);
- Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 года N 136–ФЗ (ред. от 23.05.2016);
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Якутской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение населения из зоны затопления.



## 8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	592	592	592	592	592
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	2392000	2392000	2392000	2392000	2392000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	23920	23920	23920	23920	23920
Объём реализации электроэнергии	МВт·ч	2368080	2368080	2368080	2368080	2368080
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	2467,54	2550,42	2628,57	2706,72	2782,49
НДС к выручке	млн.руб	411,26	425,07	438,09	451,12	463,75

Согласно таблице 8.1, рост выручки за исследуемый период произошёл за счет изменения тарифа на электроэнергию в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро», при этом объемы реализации не изменились.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности, таблица 8.2.

### 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

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.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	82,68
Прочие	274	88,77
Итого по ГЭС		171,15

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

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина %
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 25 лет	0,08
Свыше 25	0,1

Рассчитываются услуги регулирующих организаций и текущие затраты по гидроузлу исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4 и 8.5.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/МВт	53,42
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/МВт*ч	3,74
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/МВт*ч	1,08
Итого		58,25

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	127,88	369,5	606,16	643,38	643,87
Расходы на страхование, млн.руб.	14,17	38,42	59,34	62,28	62,28
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	6753,51	8268,95	5437,14	4657,58	4657,58
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	16,9	44,38	64,31	60,36	52,64
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	58,25	87,37	87,37	87,37	87,37
Налог на воду, млн.руб.	14,73	24,14	24,55	24,55	24,55
Итого, млн.руб.	6985,48	8832,78	6278,9	5535,54	5528,3

Значительный росту затрат по гидроузлу в исследуемый период объясняется увеличением эксплуатационных затрат. Также происходит рост расходов на амортизационные отчисления и расходы на услуги регулирующих компаний.

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



Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Большая часть основных средств списывается в первые годы эксплуатации, поэтому наиболее высокие будут затраты на эксплуатацию и амортизационные отчисления. Наименьшие затраты – расходы на ремонт производственных фондов и налог на воду, так как производство энергии и мощности происходит постепенно, с установкой первого агрегата и подключением к потребителю.

### 8.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

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

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	869,6	801,57	900,82	939,26	969,38
НДС, млн.руб.	195,56	109,09	1370,03	1398,73	1428,22
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	51,3	51,3	51,3	51,3	51,3
Налог на имущество, млн.руб.	457,95	1024,07	916,04	906,35	897,03
Итого, млн.руб.	1574,43	1876,95	1868,17	1897,02	1917,72

Основным составляющим налоговых расходов является налог на прибыль так как выработка электроэнергии станции растет. Также рост расходов связан с налогом на добавочную стоимость.

#### **8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности**

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	3053,41	4734,49	4878,45	5032,44	5172,02
Текущие расходы, млн.руб.	316,67	558,29	794,96	832,18	832,67
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3037,04	4709,94	4853,89	5007,88	5147,47
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	2689,30	4070,94	3941,01	4065,02	4128,29
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	504,97	814,05	788,2	813,05	843,65
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2184,33	3256,21	3152,81	3252,02	3374,63
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

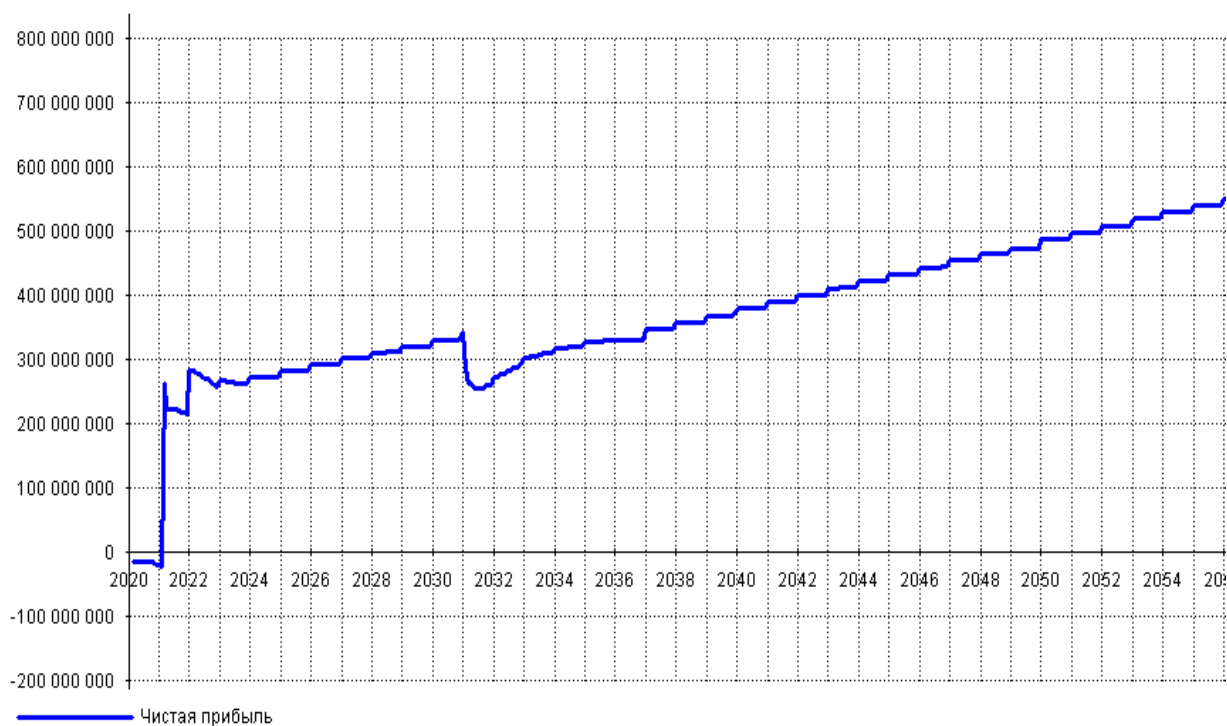


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн.руб.

По результатам расчета чистой прибыли (рисунок 8.2) сделан вывод, что проект во 2 квартале 2020 года начинает получать прибыль и становится экономически эффективным.

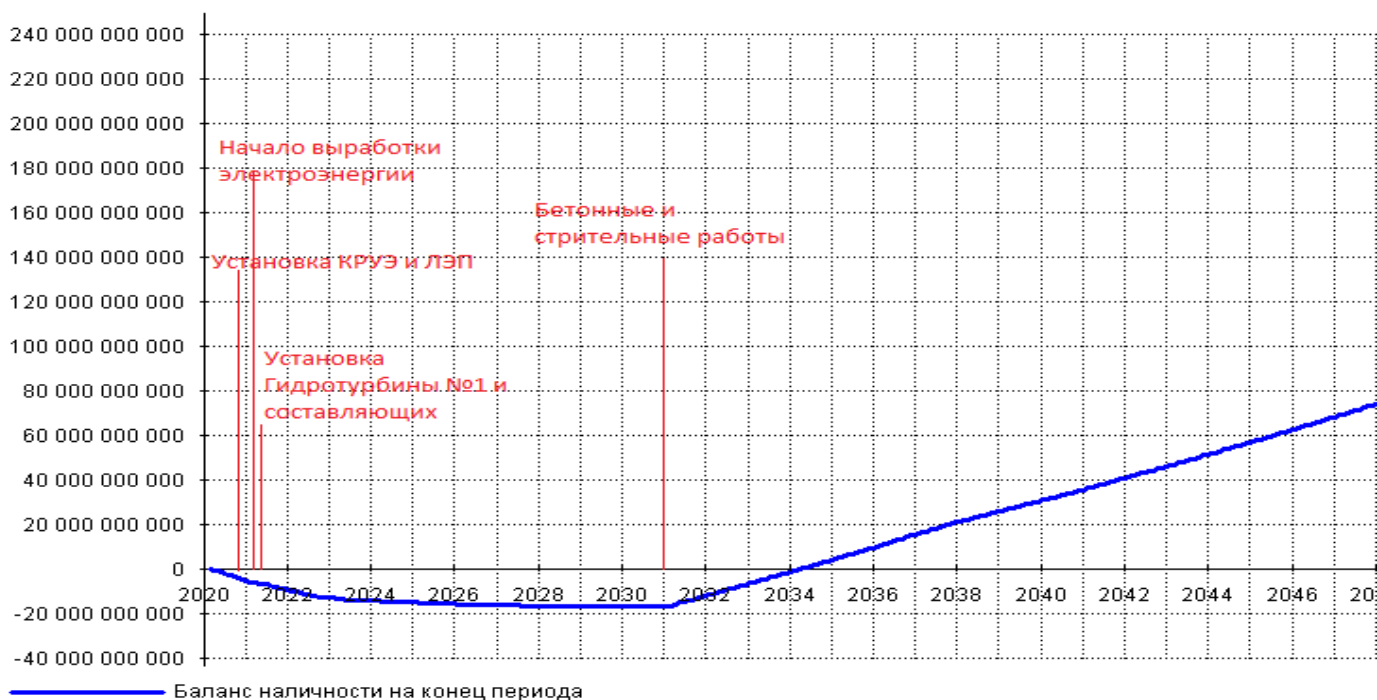


Рисунок 8.3 – График с указанием годов реализации проекта

В период с 2020 по 1 квартал 2021 выполняется покупка и установка энергетического оборудования первого агрегата. Из рисунка 2.1 видно, что после запуска первого агрегата начинается выработка электроэнергии и как следствие станция получает прибыль. Станция начинает окупаться в 2031 году посредством конца строительства.

## 8.5 Оценка инвестиционного проекта

### 8.5.1 Коммерческая эффективность

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

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Якутской ГЭС на реке Олёкма»

Наименование	2020
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	427
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1124,82
Индекс прибыльности – PI	1,08
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,08
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,043

### 8.5.2 Бюджетная эффективность

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

Таблица 8.9-Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	639,8	1073,85	1557,96	1827,12	1897,72
В региональный бюджет, млн.Рублей	22,44	64,75	115,75	113,89	100,05
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	662,25	1138,6	1637,72	1941,01	1997,77

### 8.6 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это основной метод оценки эффективности рисков любого проекта в зависимости от изменения ключевых параметров. Риски - это вероятность возникновения непредвиденных финансовых потерь в ситуации неопределенности условий инвестирования.

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

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



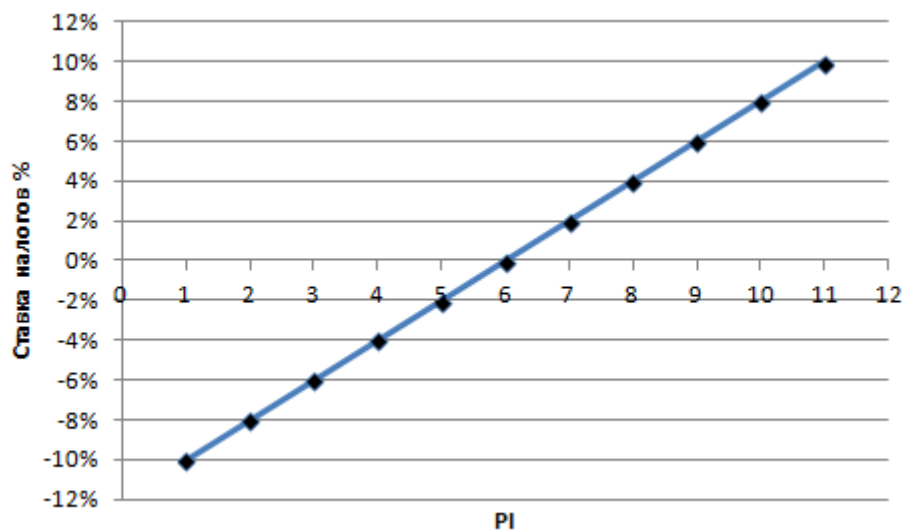


Рисунок 8.4 – Изменение индекса PI в зависимости от изменения ставки налогов

Можно сделать вывод о том, что с увеличением ставки налогов уменьшается величина PI.

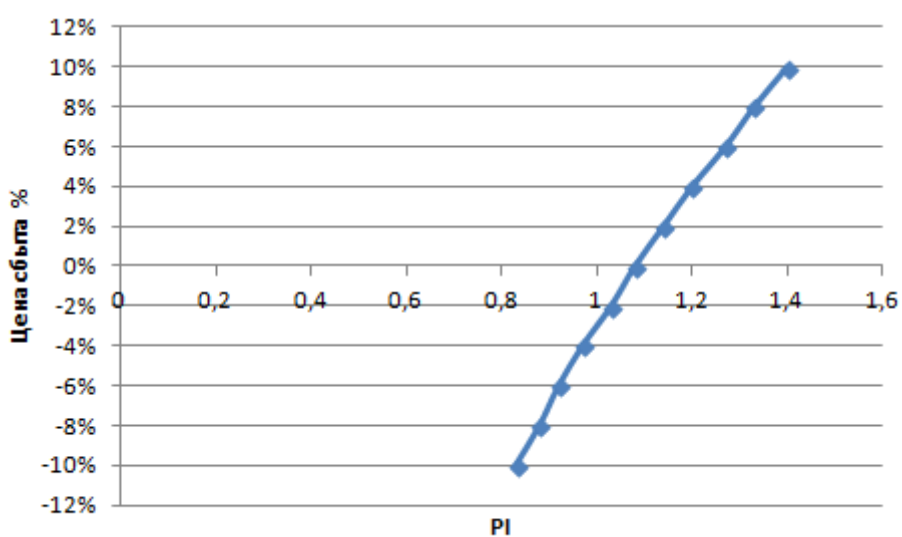


Рисунок 8.5 – PI в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение объема инвестиций ведет к уменьшению величины PI.

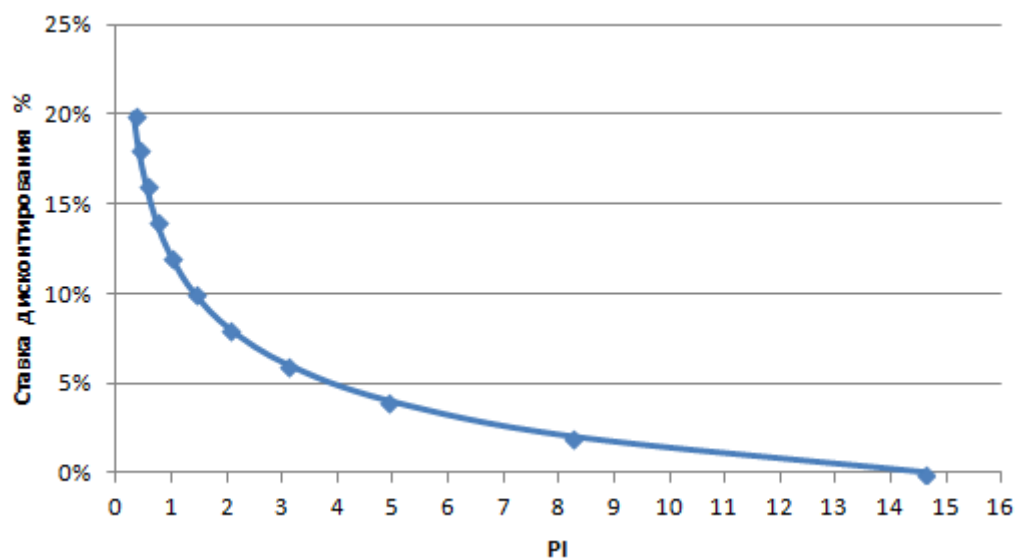


Рисунок 8.6 – Индекс PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

При увеличении ставки дисконтирования уменьшается величина PI, связь между параметрами обратно пропорциональная

Исходя из проведенного анализа чувствительности видно, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

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

## 9 Применение электроцилиндров в управлении оборудованием ГЭС

Применение гидравлики сопряжено со множеством сложностей, связанных с чистотой масла, безотказной работой насосов и фильтров, профессионализмом и своевременностью обслуживания, не говоря о необходимости нести весьма существенные дополнительные расходы, связанные с регламентными работами. Современные технологии позволили разработать электромеханические линейные сервоприводы-электроцилиндры, которые исключают перечисленные выше риски, способны полностью заменить гидравлические системы в электроэнергетике. Электроцилиндры (электромеханические цилиндры) – это быстрые и мощные штоковые актуаторы предназначенные приводить в движение механизм. В общем, они работают так же, как и обычные линейные актуаторы, но предназначены для высоких нагрузок и случаев, когда требуется сложное запрограммированное линейное перемещение. Большую грузоподъемность электроцилиндрам обеспечивает применение в них мощной механической передачи – шариковинтовой (ШВП, рисунок 9.1) или роликовинтовой (РВП, рисунок 9.2), а также прочная усиленная конструкция корпуса. Электроцилиндры с ШВП к тому же очень быстры, а с РВП – обеспечивают прецизионное позиционирование.



Рисунок 9.1 – Шарико винтовая пара



Рисунок 9.2 – Ролико винтовая пара

## 9.1 Оборудование собственных нужд ГЭС

ГЭС является традиционным источником электроэнергии. Любая электростанция, производящая электроэнергию, так же потребляет ее на собственные нужды. Оборудование собственных нужд ГЭС по назначению делится на общестанционные и агрегатные. К общестанционному оборудованию относятся: насосы технического водоснабжения, насосы хозяйственного водоснабжения, подъемные механизмы затворов плотины. К агрегатным механизмам собственных нужд относятся: масляные насосы, компрессоры, насосы водяного охлаждения генератора. Потребляемая мощность механизмов собственных нужд гидроэлектростанции колеблется от единицы до сотен киловатт.

Наиболее мощными механизмами собственных нужд являются гидравлические приводы с гидроцилиндрами, насосы технического водоснабжения, насосы откачки воды из отсасывающих труб, насосы технического водоснабжения, подъемные механизмы. Самой главной деталью некоторых механизмов собственных нужд гидроэлектростанции является электродвигатель.

## 9.2 Принцип работы электроцилиндра

При работе электрического привода в отличие от гидравлических приводов потребление электроэнергии происходит только при движении, что делает его особенно экономичным. В электрических приводах двигатель работает только при необходимости перемещения штока. В электрических приводах преобразуется вращательное движение двигателя в возвратно-поступательное движение исполнительного механизма. Для работы привода можно использовать электродвигатель любого типа – переменного тока, постоянного тока, серводвигатель и др.

В основе устройства - синхронный сервомотор с постоянными магнитами и встроенным датчиком обратной связи. Магнитное поле, создаваемое обмотками статора, вращает ротор сервомотора – полый цилиндр с внутренней резьбой, внутри которого по резьбе линейно движется гайка с большим количеством роликов. На внешней поверхности ротора надежно закреплены ряды постоянных магнитов, количество которых определяет величину крутящего момента и, соответственно, усилие линейного перемещения. Инвертированная ролико-винтовая передача преобразует вращение ротора сервомотора в поступательное движение штока. На рисунке 9.3 представлен принцип работы электрического привода.

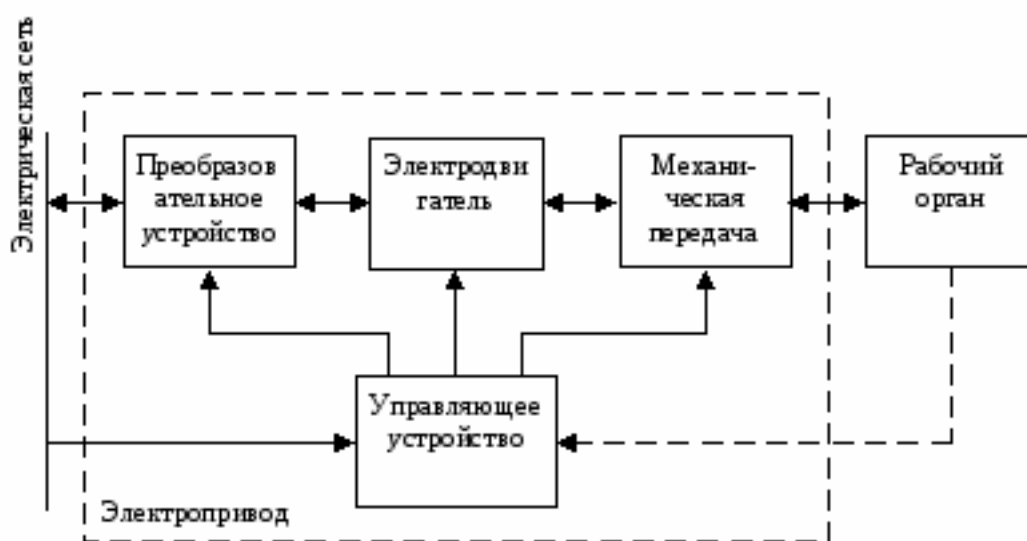


Рисунок 9.3 – Принцип работы электропривода

Основными деталями электрического цилиндра являются: корпус муфты и подшипников, двигатель, шариковая винтовая, шток, соединительные муфты, демпферы, кольца скольжения. Устройство электроцилиндра представлено на рисунке 9.4.



Рисунок 9.4 – Устройство электроцилиндра

Общий вид электроцилиндра для управления НА представлен на рисунке 9.5.



Рисунок 9.5 – Общий вид электроцилиндра для управления НА

Два электродвигателя соединены с приводным валом через объединенный редуктор, который в данном случае не выполняет функцию суммирования моментов, а только обеспечивает передачу вращательного момента от каждого электродвигателя к приводному валу. Каждый электродвигатель управляется своим частотным преобразователем с векторным управлением,

обеспечивающим необходимую скорость вращения и, соответственно, скорость перемещения штока электроцилиндра. Электродвигатели оснащены дисковыми тормозами с электромагнитным приводом, энкодером для измерения углового положения ротора, термосопротивлением в обмотках статора для измерения температуры и дискретным сигнализатором повышения температуры.

### 9.3 Применение электроцилиндров в управлении оборудованием ГЭС

Довольно часто на гидроэлектростанциях используется масло в управлении оборудованием. Для управления лопастями РК, лопатками НА, затворами используются гидроцилиндры. Во время длительной эксплуатации уплотнительные элементы гидравлических установок изнашиваются, в результате масло попадает в воду нижнего бьефа, сопровождая загрязнения окружающей среды. Производство и использование электроцилиндров активно развивается, в связи с чем увеличивается их грузоподъемность (до 250 кН) и ход штока, максимальная скорость которого может достигать 1500 мм/с. Удельная мощность, отнесенная к весу, различных систем приводов в зависимости от абсолютной мощности представлена на рисунке 9.6.

Электроцилиндры обладают достаточно широким рядом преимуществ перед гидроцилиндрами:

- 1) Дешевизна энергии.
- 2) Высокая точность работы.
- 3) Простота конструкции.
- 4) Возможность стабилизации скорости работы.
- 5) Точное размещение и плавное регулирование длины штока.
- 6) Высокое значение КПД.
- 7) Несложность автоматизации, большой выбор дополнительных устройств, контролирующих и регулирующих датчиков.
- 8) Экологическая безопасность.
- 9) Устойчивость к критическим уровням температуры.
- 10) Бесшумность работы.
- 11) Минимальные требования к техническому обслуживанию (раз в 5 лет, в течении 1-2 часов)
- 12) Система резервного питания: электрический цилиндр без питания способен работать в течении часа.

Так же электроцилиндры обладают некоторыми недостатками:

- 1) Ограничение эксплуатации работы электрических цилиндров в зонах с высоким уровнем пожароопасности и взрывоопасности.
- 2) Высокая начальная стоимость оборудования.



Рисунок 9.6 – Удельная мощность, отнесенная к весу, различных систем приводов в зависимости от абсолютной мощности (п – пневмопривод, г – гидропривод, э – электропривод)

В результате исследования эффективности и целесообразности использования электрических цилиндров для управления оборудованием ГЭС можно сделать выводы. С экономической точки зрения цена электрических цилиндров в три раза дороже по сравнению с гидравлическими, но эта цена оправдывается при сравнении затрат на эксплуатацию и установку оборудования. С экологической точки зрения электрическим цилиндрам нет равных, среди механических. В сфере безопасности и пожаробезопасности в настоящее время электроцилиндры занимают лидирующие позиции.

Так в 2019 году на Белореченской ГЭС «ПАО Лукойл» была произведена модернизация привода НА 1 и 3 гидроагрегатов. После чего повысился полезный отпуск экологически чистого электричества и снизился уровень выброса CO<sub>2</sub>-эквивалента на 130 тыс. тонн.

В 2016 году на Кондоположской ГЭС «ОАО ТГК-1» в рамках реконструкции в качестве сервомотора для управления НА турбины применен электроцилиндр, что так же уменьшило вред окружающей среде и повысило срок эксплуатации станции.

Использование электроцилиндров в качестве приводов главных золотников существенно снизит требование к качеству масла, которое важно для гидравлических распределителей, это приведет к уменьшению ежегодных затрат на обслуживание и повысит надежность системы. Электроцилиндры в качестве привода исполнительных механизмов позволят усовершенствовать динамику рабочих органов, если же установить электродвигатель вместо главного сервомотора, то от гидравлики можно отказаться. На рисунке 9.7 изображена колонка управления ПЛ турбины до реконструкции (слева) и после реконструкции с электроприводом прямого управления главными золотниками.





Рисунок 9.7 – Колонка управления ПЛ турбиной

В результате можно сделать вывод, что электрические цилиндры не уступают гидравлическим в качестве исполнительной части САУ. На Якутской ГЭС будет введена уникальная система управления гидроагрегатами с применением электроцилиндров с резервированными электродвигателями в качестве силового привода НА, которая будет обеспечивать гарантии регулирования во всех штатных и аварийных режимах работы гидроэлектростанции.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе бакалаврской работы было выбрано наиболее выгодное расположение для проектирования Якутской ГЭС, являющееся сооружением I класса, находящейся в Республике Саха, Якутия. Так как в данном регионе имеется большое количество полезных ископаемых и горно – добывающих производств. На начальном этапе проектирования был выбран створ располагающийся на реке Олёкма, в 50 километрах от города Олекминска.

В процессе водно-энергетических расчетов рассчитана и установлена мощность станции равная 592 МВт и среднемноголетняя выработка равная 2347 млн. кВт\*ч.

Для выбора оптимального числа гидроагрегатов гидроэлектростанции и их типа было построено режимное поле, по которому определили следующие параметры напоров:

Максимальный ( $H_{max}$ ) – 49,5 м;

Расчетный ( $H_p$ ) – 43,7 м;

Минимальный ( $H_{min}$ ) – 35.1 м.

Для турбин рассматривалось несколько вариантов ПЛ50-В и ПЛД50-В. В результате расчетов была выбрана турбина ПЛ50-В-600 с установкой 6 агрегатов. Для данной турбины так же был подобран серийный тип гидрогенератора СВ-1130/140-48ТС4 с номинальной активной мощностью 100 МВт, а так же был произведен расчет деталей гидротурбины (вала и подшипника), были подобраны:

Маслонапорная установка (МНУ 12,5/1-40-12,5-2);

Электрогидравлический регулятор (ЭГРК-2И1-150-4).

На основе расчёта экономически целесообразного класса напряжения РУ, было принято решение о выдаче мощности через 3 линии на напряжении 330 кВ.

По имеющимся данным для КРУЭ 330 кВ принимаются ячейки ЯЭГ-330 марки АО ВО «Электроаппарат». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ – 125000/330, трансформаторы собственных нужд ТДНС–10000/35.

Для выбора коммутационных аппаратов и оборудования был произведён расчёт токов короткого замыкания в характерных точках, при помощи программного комплекса RastrWin.

Всё оборудование генераторного напряжения выбрано отечественного производства.

После выбора основного электрического оборудования рассмотрен обязательный перечень устройств РЗА. Была принята приплотинная компоновка гидроузла. Водосливная плотина бетонная.

В состав компоновки гидроузла входят:

- стационарная часть плотины длиной 152 м;
- левобережная бетонная плотина длиной 109 м;
- приплотинное здание ГЭС;

– правобережная бетонная плотина длиной 125 м.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности Гидротехнических сооружений (ГТС). Также были перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период строительства и эксплуатации станции.

По технико-экономическим расчетам получены следующие значения:

– срок окупаемости – 14 лет и 3 месяца;

– себестоимость – 0,043 руб/кВт·ч;

– удельные капиталовложения – 99082 руб./кВт.

Таким образом, строительство Якутского гидроузла на реке Олёкма является обоснованным и актуальным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.
9. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
10. 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.
11. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
12. Каталог трансформаторов «СВЭЛ». – Режим доступа: <http://svel.ru/ru/catalog>

13. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
14. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.
15. 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.
16. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
17. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
18. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 330 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
19. Каталог «Оборудование воздушных линий 330 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
20. 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.
21. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
22. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
23. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
24. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
25. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
26. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
27. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

28. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
29. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
30. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
31. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
32. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
33. Достоинство и недостатки / [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.servomh.ru/stati/dostoinstva-i-nedostatki-gidro-pnevmo-i-elektroprivodov>

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 - Сработка Якутской ГЭС в маловодном году

t (мес)	Q быт полезн	Q ф	Q вод- ща	Q гэс	Q хол.с	Q ВХК	Q НБ	V нач	$\Delta V$	V конеч	Z нач	Z конеч	Z сред	Z НБ	H	N гэс	N гар
11	231	3	388	619	0	257	622	12,00	1,01	10,99	179,00	178,22	178,61	127,61	50,60	266	266
12	51	3	672	723	0	257	726	10,99	1,74	9,25	178,22	175,93	177,08	128,11	48,57	298	298
1	22,3	3	744	766,3	0	257	769	9,25	1,93	7,32	175,93	172,93	174,43	128,30	45,73	298	298
2	19	3	723	742	0	257	745	7,32	1,87	5,45	172,93	168,73	170,83	128,19	42,24	266	266
3	213	3	363	576	0	257	579	5,45	0,94	4,51	168,73	165,42	167,08	127,39	39,29	192	192
4	413	3	-159	254	0	257	257	4,51	-0,41	4,92	165,42	167,01	166,22	125,23	40,59	88	по ВХК
5	896	3	-386	510	0	513	513	4,92	-1,00	5,92	167,01	170,02	168,52	126,34	41,78	181	по ВХК
6	1044	3	-534	510	0	513	513	5,92	-1,38	7,31	170,02	172,90	171,46	126,34	44,72	194	по ВХК
7	958	3	-448	510	0	513	513	7,31	-1,16	8,47	172,90	174,77	173,83	126,34	47,09	204	по ВХК
8	1021	3	-511	510	0	513	513	8,47	-1,32	9,79	174,77	176,70	175,73	126,34	48,99	212	по ВХК
9	1100	3	-590	510	0	513	513	9,79	-1,53	11,32	176,70	178,55	177,62	126,34	50,88	221	по ВХК
10	516	3	-262	254	0	257	257	11,32	-0,68	12,00	178,55	179,00	178,77	125,54	52,83	114	по ВХК

Окончание приложения А

Таблица А.2 - Сработка Якутской ГЭС в средневодном году

t (мес)	Q быт полезн	Q ф	Q вод- ща	Q ГЭС	Q хол.с	Q ВХК	Q НБ	V нач	$\Delta V$	V конеч	Z нач	Z конеч	Z сред	Z НБ	Н	Н гэс	Н гар	э месяц
11	270	3	348	618	0	257	621	12,00	0,90	11,10	179,00	178,33	178,67	127,61	50,66	266	266	192
12	60	3	660	720	0	257	723	11,10	1,71	9,39	178,33	176,13	177,23	128,09	48,73	298	298	222
1	38	3	725	763	0	257	766	9,39	1,88	7,51	176,13	173,24	174,68	128,29	46,00	298	298	222
2	30	3	703	733	0	257	736	7,51	1,82	5,69	173,24	169,40	171,32	128,15	42,77	266	266	179
3	234	3	454	688	0	257	691	5,69	1,18	4,51	169,40	165,42	167,41	127,95	39,07	228	192	170
4	411	3	-190	221	0	257	257	4,51	-0,49	5,00	165,42	167,30	166,36	125,08	40,88	77	по ВХК	55
5	1256	3	-536	720	0	513	723	5,00	-1,39	6,39	167,30	171,12	169,21	127,20	41,61	255	по ВХК	189
6	1118	3	-472	646	0	513	649	6,39	-1,22	7,61	171,12	173,42	172,27	126,90	44,97	247	по ВХК	178
7	1163	3	-362	801	0	513	804	7,61	-0,94	8,55	173,42	174,90	174,16	127,51	46,25	315	по ВХК	234
8	1241	3	-490	751	0	513	754	8,55	-1,27	9,82	174,90	176,74	175,82	127,32	48,10	307	по ВХК	228
9	1804	3	-760	844	0	513	847	9,82	-1,97	11,79	176,74	178,90	177,82	127,68	49,74	357	по ВХК	257
10	568	3	-80	688	0	257	691	11,79	-0,21	12,00	178,90	179,00	178,95	127,95	50,61	296	по ВХК	220



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Выбор основного и вспомогательного оборудования

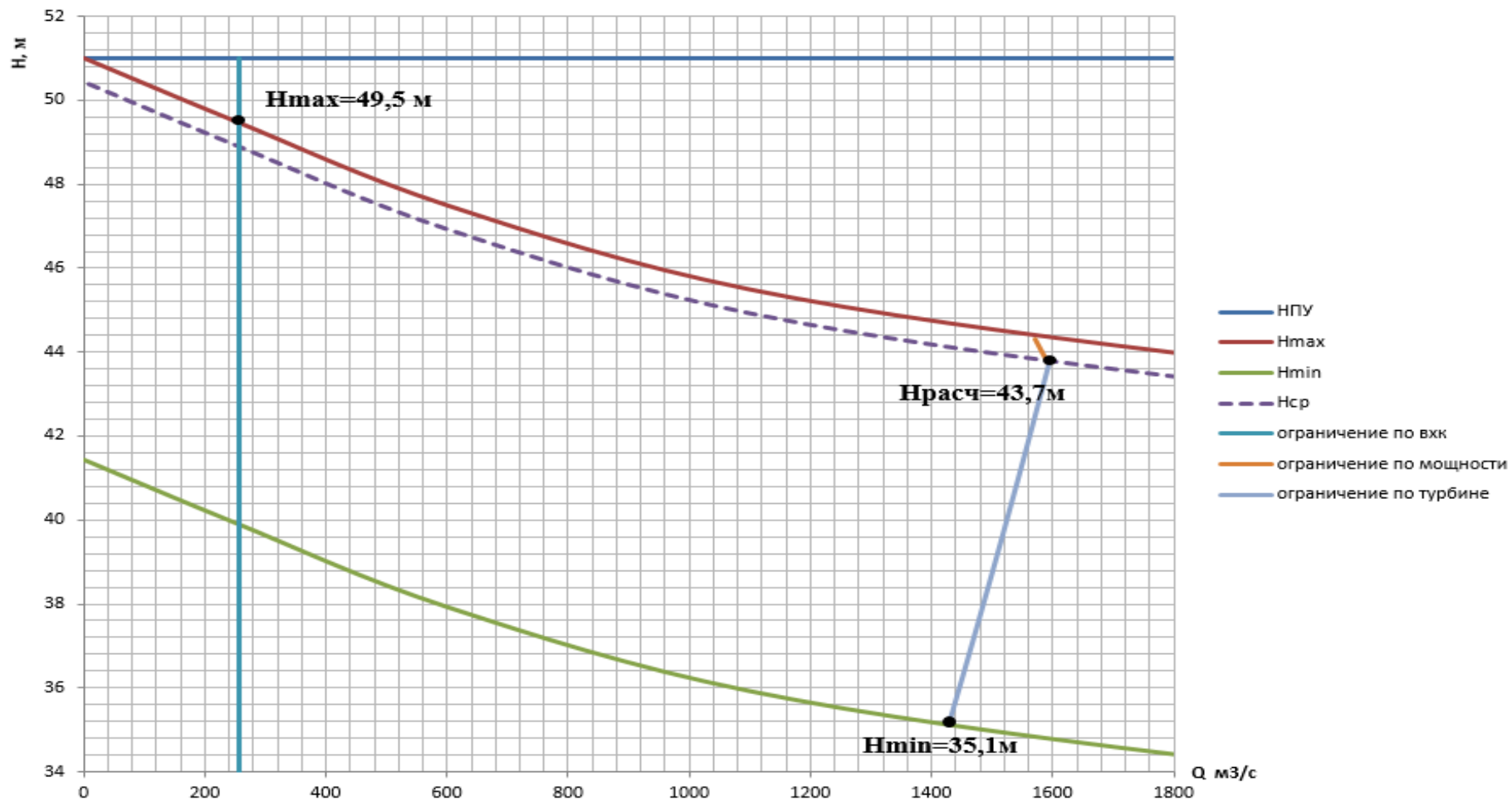


Рисунок Б.1 – Режимное поле Якутской ГЭС

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ  
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А. А. Ачитаев  
подпись  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
код - наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯКУТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА.  
ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЦИЛИНДРОВ В УПРАВЛЕНИИ  
ОБОРУДОВАНИЕМ ГЭС  
тема

Руководитель	_____	_____	<u>А. В. Букатов</u>
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>К. С. Шалахин</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ  
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А. А. Ачитаев

подпись

«02» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**


13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

код - наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯКУТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА.  
ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЦИЛИНДРОВ В УПРАВЛЕНИИ  
ОБОРУДОВАНИЕМ ГЭС

тема

Руководитель

  
подпись, дата

старший преподаватель А. В. Букатов  
должность инициалы, фамилия

Выпускник








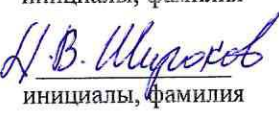
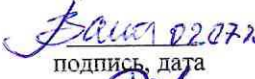
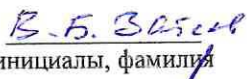


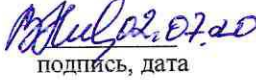

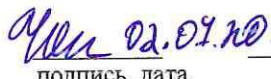
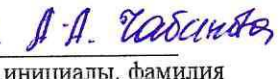
\_\_\_\_\_   
подпись, дата

29.06.2020 

К. С. Шалахин  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Якутской ГЭС на реке Олёкма. Применение электроцилиндров в управлении оборудованием ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное энергетическое оборудование	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Электрическая часть	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Компоновка сооружения и гидроузла	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Охрана труда и пожарная безопасность	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	 инициалы, фамилия