

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Абаканской ГЭС на реке Абакан. Фазоповоротный трансформатор. Область применения, принцип действия».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БИЙСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования	10
1.1 Гидрологические данные	10
2 Водно-энергетические расчеты	14
2.1 Определение расходов маловодного и средневодного годов в заданном створе	14
2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	17
2.3 Расчет режимов ГЭС с учетом требований водохозяйственной системы	18
2.4 Водно-энергетический расчет режимов работы ГЭС в маловодном году	19
2.5 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	21
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	22
3 Основное и вспомогательное оборудование	26
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов	26
4 Электрическая часть	29
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	29
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	30
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	30
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	30
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	32
4.2.4 Выбор трансформаторов СН	33
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий	34
4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	35
4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	37
4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.	38

4.6.1	Расчёт исходных данных	38
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	39
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	40
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	41
4.9	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	43
4.10	Выбор параметров ОРУ	43
4.10.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	43
4.10.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	44
5	релейная защита и автоматика	45
5.1	Расчет номинальных токов.	45
5.2	Перечень защит основного оборудования	46
5.3	Описание защит и расчет их уставок	47
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	47
6	Компоновка и сооружения гидроузла	51
6.1.1	Состав и компоновка гидроузла	51
6.1.2	Исходные данные	51
6.2	Определение класса плотины и отметки гребня плотины	51
6.2.1	Определение класса гидротехнического сооружения	51
6.2.2	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	52
6.3	Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины.....	54
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта.....	54
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	56
6.3.3	Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода	57
6.3.4	Расчет донного водосброса.....	59
6.3.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе (с учетом того, что поверхностный и донный водосбросы находятся рядом).....	60
6.3.6	Расчет водобойной стенки	62
6.3.7	Расчет второй водобойной стенки.....	63
6.4	Конструирование бетонной плотины.....	65
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины.....	65
6.4.2	Разрезка плотины швами	67
6.4.3	Быки	68
6.4.4	Устои	68
6.4.5	Галереи в теле плотины	68
6.4.6	Дренаж тела бетонной плотины	68
6.4.7	Элементы подземного контура плотины и нижнего бьефа.....	69

6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	71
6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину	71
6.5.2 Вес сооружения	72
6.5.3 Сила гидростатического давления воды	72
6.5.4 Равнодействующая взвешивающего давления	73
6.5.5 Сила фильтрационного давления	73
6.5.6 Давление грунта	74
6.5.7 Волновое воздействие	75
6.6 Оценка прочности плотины	76
6.6.1 Определение напряжений	76
6.6.2 Критерии прочности плотины	78
7 Охрана труда, техника безопасности, пожарная безопасность	81
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений	81
7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Абаканской ГЭС.....	81
7.2.1 Общие положения	81
7.2.2 Требования по охране труда и противопожарной безопасности.....	82
7.2.3 Объекты водяного пожаротушения на Абаканской ГЭС.....	85
7.2.4 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках.....	85
7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния ГЭС	86
7.3.1 Общие сведения о районе строительства.....	86
7.3.2 Водоохранные мероприятия по ГЭС.....	87
7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	88
7.3.4 Отходы, образующиеся при строительстве	90
7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	91
7.3.6 Основные мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации ГЭС.....	92
8 Техничко-экономические показатели	93
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	93
8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	93
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	94
8.2.1 Налоговые расходы	96
8.3 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	97
8.3 Оценка инвестиционного проекта	99
8.4 Методология и исходные данные.....	99
8.5 Коммерческая эффективность	99
8.6 Бюджетная эффективность	100

8.7 Анализ чувствительности	101
9 Фазоповоротный трансформатор. Область применения, Принцип действия	103
9.1 Принцип работы	103
9.2 Устройство трансформатора.....	103
9.3 Особенности фазовращающих устройств.....	104
9.4 История и перспективы.....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	108

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БИЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Абакан
2. Местонахождение ГЭС..... Республика Хакасия
3. Тип проектируемой установки..... ГЭС
4. Характерные расходы воды
 - а) Среднеголетний380 м³/с
 - б) Максимальный с обеспеченностью: 1%.....2577 м³/с
0,1%.....2268 м³/с
5. Параметры водохранилища:
 - а) Характер регулирования стокамноголетний
 - б) Отметка: НПУ.....500,00 м
ФПУ501,00 м
УМО483,26 м
 - в) Объемы:
Полный9,0 м
Полезный.....4,22 м³
6. Напоры ГЭС:
 - а) Максимальный49,5 м
 - б) Расчетный40,0 м
 - в) Минимальный.....31,0 м
7. Энергетические характеристики
 - а) Мощность:
Установленная.....390 МВт
Гарантированная.....215 МВт
 - б) Среднеголетняя выработка энергии.....990 млн кВт·ч
8. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) Левобережная бетонная плотина.....187,00 м/58 м
 - б) Водосливная бетонная плотина гравитационного типа.....42,50 м/58 м
 - в) Станционная часть.....143,00 м/58 м
 - г) Правобережная бетонная плотина.133,50 м/58 м
9. Водосбросные сооружения:
 - а) Тип.....поверхностный водослив
 - б) Число и размер пролетов.....4×30,25 ; 2×11
 - в) Общая длина.....143 м
 - г) Максимальная высота.....58м
10. Здание ГЭС
 - а) Тип здания.....приплотинное
 - б) Число агрегатов.....4
 - в) Грунты в основании.....гранит
 - г) Тип спиральной камеры.....бетонная
 - д) Тип отсасывающей трубы.....изогнутая
11. Основное оборудование:
 - а) Тип турбины.....ПЛ50-В-600

- б) Тип генератора.....СВ 1130/140-48ТС4
- в) Номинальная активная мощность генератора100 МВт
- г) Частота вращения.....125 об/мин
- д) Тип трансформаторов.....ТДЦ-125000/220

12. Техничко-экономические показатели

- а) Срок окупаемости.....7 лет, 5 мес
- б) Себестоимость энергии.....0,42 руб/кВт·ч
- в) Удельные капиталовложения.....76532 руб/кВт

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика имеет очень большое влияние в нашей жизни. Она присутствует во многих сферах жизни. В связи с чем очень важно развивать данную отрасль. В наше время одно из важных частей этой отрасли является электроэнергетика, потому как сейчас невозможно представить жизнь без электричества.

Для выработки электроэнергии используют есть множество устройств. В глобальном производстве используют электростанции (ТЭС, ГЭС, ГАЭС, АЭС). И наиболее важной является ГЭС.

Для энергосистемы данная станция обеспечивает маневренность, что к примеру ТЭС и АЭС не могут предложить. Также эксплуатация ГЭС требует меньше затрат, и ее возможно полностью автоматизировать. К особенностям ГЭС также относится то, что с помощью нее можно обуздать паводки

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования

1.1 Гидрологические данные

Гидрологические данные для расчетов указаны в таблице 1.

Таблица 1.1- Гидрологические данные по реке Абакан

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp. год
1932	41	36	32	201	580	917	428	381	324	309	198	62	292
1933	47	44	37	201	559	924	537	490	415	364	237	64	327
1934	43	40	42	150	819	1291	412	362	431	322	161	65	345
1935	39	32	29	138	722	561	464	451	386	290	151	52	276
1936	41	33	27	105	932	869	407	392	255	280	133	61	295
1937	48	46	42	149	647	1033	701	537	430	331	165	68	350
1938	44	36	32	343	1041	714	498	518	413	400	200	67	359
1939	45	49	45	333	1200	1390	850	640	496	381	218	88	478
1940	34	25	21	192	850	634	570	418	339	250	148	51	295
1941	47	41	41	157	699	680	477	362	388	306	151	72	285
1942	46	40	35	135	1034	1105	595	529	409	306	172	59	372
1943	36	31	27	203	695	715	539	433	320	269	132	57	288
1944	33	27	26	155	650	563	337	282	281	222	96	50	227
1945	40	28	24	272	730	680	423	449	406	306	116	59	295
1946	42	34	29	140	556	438	314	311	281	231	121	66	214
1947	42	35	29	311	646	709	478	459	501	355	148	56	314
1948	41	38	36	170	843	528	370	417	454	292	117	67	281
1949	52	46	34	311	951	1351	701	561	491	381	211	71	430
1950	46	47	40	124	765	598	488	445	430	298	144	63	291
1951	43	37	32	118	890	776	388	327	422	299	121	61	293
1952	41	39	33	130	1023	717	388	410	373	262	131	53	300
1953	53	52	41	245	805	1401	712	512	416	361	144	78	402
1954	41	31	27	101	830	647	425	404	309	228	93	57	266
1955	37	26	24	126	515	769	570	478	390	274	165	51	285
1956	39	32	26	132	840	1341	483	390	378	352	139	48	350

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp. год
1957	57	29	20	124	745	685	428	349	408	304	139	50	278
1958	42	36	29	116	470	515	332	250	195	130	90	57	188
1959	34	29	27	148	753	820	459	376	287	221	92	59	275
1960	43	37	36	152	752	924	505	338	344	246	89	67	294
1961	46	47	40	292	767	741	516	532	491	280	99	62	326
1962	46	44	45	316	1180	1360	906	612	389	302	156	66	452
1963	66	48	45	156	939	648	472	354	281	245	129	77	288
1964	47	39	30	144	669	715	470	357	316	241	117	56	267
1965	56	57	55	120	421	491	342	316	240	140	108	68	201
1966	52	43	43	169	949	616	93	340	392	282	163	67	267
1967	44	37	52	270	1046	1291	564	521	326	238	107	71	381
1968	58	43	47	290	875	618	490	522	364	254	108	77	312
1969	38	30	28	210	709	1171	339	351	319	222	66	63	296
1970	53	19	10	249	986	883	325	328	313	246	151	60	302
1971	46	45	48	237	895	852	474	442	328	282	123	61	319
1972	46	43	41	331	1221	1101	741	504	339	281	217	58	410
1973	34	32	39	165	715	722	549	373	319	215	89	47	275
1974	22	22	21	310	899	1097	511	409	341	252	155	57	341
1975	33	48	33	232	750	1371	326	272	277	246	151	62	317
1976	47	34	30	176	904	855	421	341	340	256	151	74	302
1977	36	22	20	221	672	559	402	407	251	192	120	64	247
1978	37	17	11	164	824	1041	417	344	297	225	228	89	308
1979	22	32	26	125	854	719	305	376	202	111	145	51	247
1980	51	48	39	187	975	609	472	206	236	200	205	38	272
1981	46	44	47	351	1075	747	372	525	289	221	211	82	334

Кривые зависимости расхода от уровня воды в НБ для лета и зимы приведены на рисунке 1.1

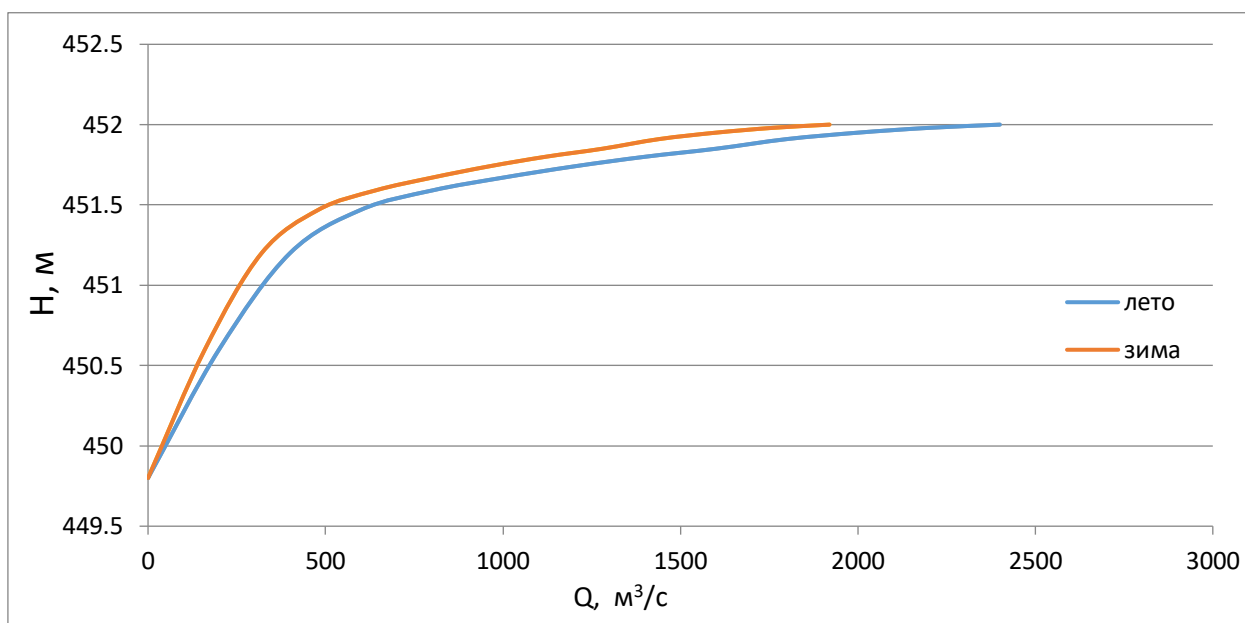


Рисунок 1.1 - Кривые зависимости расхода от уровня воды в НБ

Кривая зависимости объема водохранилища от уровня воды в ВБ приведена на рисунке 1.2

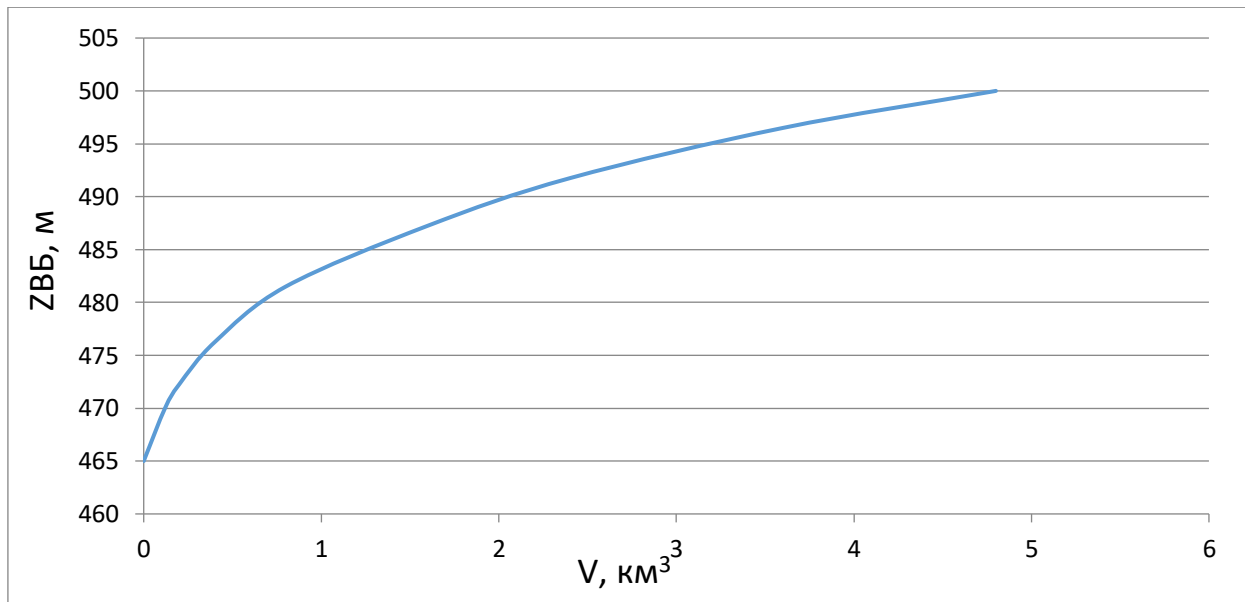


Рисунок 1.1 - Кривая зависимости объема водохранилища от уровня воды в ВБ

Требования участников ВХК и Потери воды указаны в таблицах 1.2 и 1.3 соответственно.

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК

месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	90	90	90	90	180	180	180	180	180	90	90	90

Таблица 1.3 – Потери воды

месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q испарение	0	0	0	1	4	3	2	2	1	1	0	0
Q фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q шлюзование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q льдаобразование	2	2	0	-7	-12	0	0	0	0	0	2	2
ΣQ	3	3	1	-5	-7	4	3	3	2	2	3	3

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Определение расходов маловодного и средневодного годов в заданном створе

Таблица 2.1 Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых расходов

m	P	Осред	год	Опол	год	Омеж	год
1	2.0	478	1939	915	1939	166	1939
2	3.9	452	1962	889	1962	160	1938
3	5.9	430	1949	811	1949	158	1949
4	7.8	410	1972	781	1972	145	1972
5	9.8	402	1953	769	1953	143	1981
6	11.8	381	1967	750	1967	142	1933
7	13.7	372	1942	734	1942	139	1947
8	15.7	359	1938	686	1956	139	1962
9	17.6	350	1956	670	1937	139	1953
10	19.6	350	1937	663	1934	126	1932
11	21.6	345	1934	651	1974	125	1968
12	23.5	341	1974	637	1938	124	1961
13	25.5	334	1981	609	1961	121	1937
14	27.5	327	1933	602	1981	121	1945
15	29.4	326	1961	599	1975	120	1971
16	31.4	319	1971	598	1971	120	1974
17	33.3	317	1975	585	1933	118	1934
18	35.3	314	1947	585	1978	117	1966
19	37.3	312	1968	582	1952	117	1967
20	39.2	308	1978	578	1969	116	1941
21	41.2	302	1976	574	1968	115	1975
22	43.1	302	1970	573	1960	113	1942
23	45.1	300	1952	572	1976	113	1970
24	47.1	296	1969	571	1936	110	1978
25	49.0	295	1936	567	1970	110	1956
26	51.0	294	1945	562	1940	110	1976
27	52.9	294	1960	561	1951	110	1980
28	54.9	294	1940	559	1947	109	1963
29	56.9	293	1951	545	1950	109	1950
30	58.8	292	1932	544	1955	109	1948
31	60.8	291	1950	540	1943	108	1943
32	62.7	288	1963	539	1959	104	1935
33	64.7	288	1943	539	1963	103	1957
34	66.7	285	1955	538	1945	103	1940
35	68.6	285	1941	536	1973	102	1951
36	70.6	281	1948	526	1932	100	1955
37	72.5	278	1957	523	1954	98	1952
38	74.5	276	1935	523	1957	97	1936
39	76.5	275	1959	522	1948	96	1977
40	78.4	275	1973	521	1941	96	1964
41	80.4	272	1980	517	1935	96	1960
42	82.4	267	1966	505	1964	95	1946
43	84.3	267	1964	500	1980	94	1969
44	86.3	266	1954	491	1979	89	1973
45	88.2	247	1979	478	1966	87	1959
46	90.2	247	1977	458	1977	87	1944
47	92.2	227	1944	423	1944	86	1965
48	94.1	214	1946	380	1946	83	1954
49	96.1	201	1965	362	1965	73	1979
50	98.0	189	1958	352	1958	71	1958

Для определения маловодного и средневодного годов необходимо рассчитать P и средние расходы за год. Затем распределить расходы в порядке убывания. (Таблица 2.1)

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного годов принимаем 90% и 50% соответственно.

Гидрограф для маловодного и средневодного годов представлен на рисунке 2.1

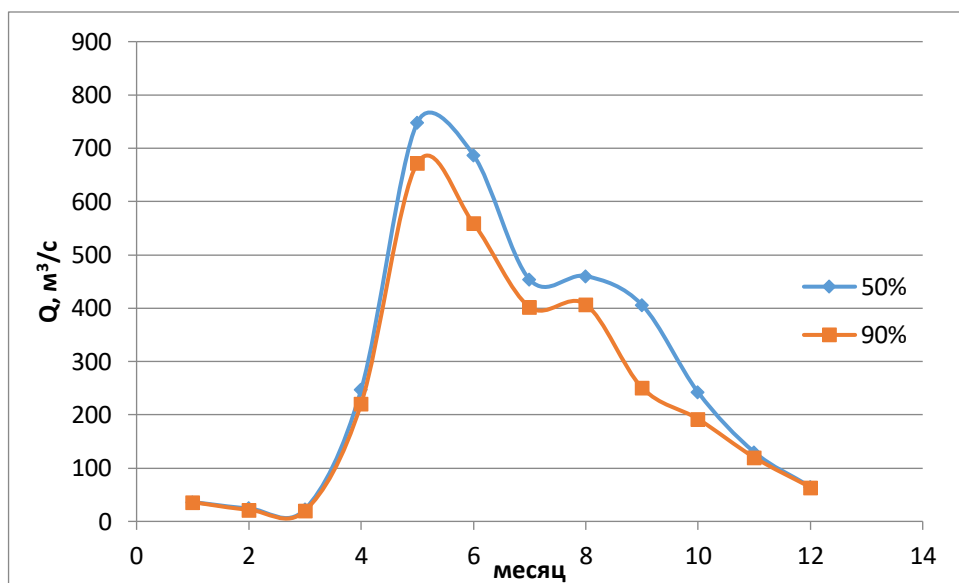


Рисунок 2.1-Гидрограф

Выбор расчетного средневодного года ($P = 50\%$)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1936 и 1945 годы. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для каждого года отдельно:

$$1936 \text{ год} \begin{cases} K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п } 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п } 1936}} = \frac{722}{744} = 0,993 \\ K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м } 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м } 1936}} = \frac{296}{295} = 1,128 \end{cases} \quad (2.1)$$

$$1945 \text{ год} \left\{ \begin{array}{l} K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{П } 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{П } 1945}} = \frac{562}{538} = 1,046 \\ K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М } 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М } 1945}} = \frac{110}{121} = 0,909 \end{array} \right. \quad (2.2)$$

В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов. В данном случае получается, что коэффициенты приведения 1945 ближе к 1. Скорректируем исходный ряд, согласно вычисленным коэффициентам.

Расходы в расчетном средневодном 1945 году (P=50%), м³/

Таблица 2.2- Средний расходы в 1979 году

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср
1945	36	24	23	247	748	687	454	460	406	242	130	65	294

Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1977 г(расходы представлены в таблице 2.3), принимаем его за маловодну

Расходы в расчетном маловодном 1979 году (расходы представлены в таблице 2.2) (P = 90 %), м³/с

Таблица 2.3-Средний расходы в 1977 году

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср
1977	36	22	20	221	672	559	402	407	251	192	120	64	247

2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки на рисунке 2.1 нужны для построения баланса мощностей и баланса энергий, построены на основе значений из таблицы 2.4.

Таблица 2.4-годовых графиков нагрузки

t	альфа	cos	P _{max}	P _{сред}
1	0,3	1,0	3613	3411
2	0,8	0,7	3487	3296
3	1,3	0,3	3271	3096
4	1,8	-0,3	3020	2865
5	2,4	-0,7	2803	2665
6	2,9	-1,0	2678	2549
7	3,4	-1,0	2677	2548
8	3,9	-0,7	2802	2664
9	4,4	-0,3	3019	2863
10	5,0	0,3	3269	3095
11	5,5	0,7	3486	3295
12	6,0	1,0	3612	3411

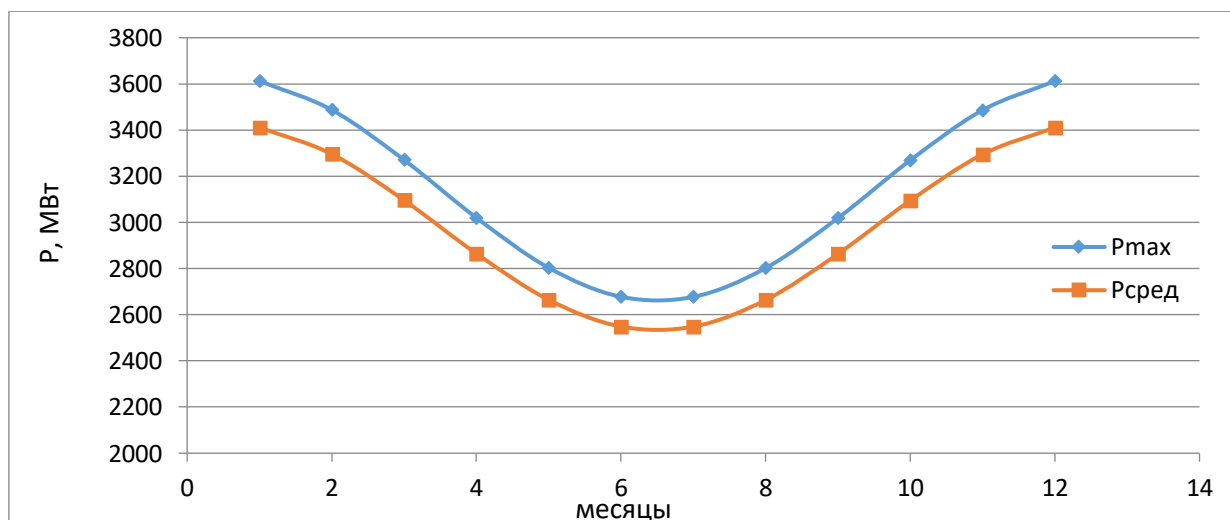


Рисунок 2.1- Годовых графиков нагрузки

2.3 Расчет режимов ГЭС с учетом требований водохозяйственной системы

Таблица 2.5- Режим работы по водотоку

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q бытовой	36	22	20	221	672	559	402	407	251	192	120	64
$\Sigma Q_{\text{потери}}$	4	4	1	-1	8	12	10	10	10	2	4	4
Q полезный	32	18	19	222	664	547	392	397	241	190	116	60
ZВБ	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
ZНБ	447	447	447	449	448	449	449	449	449	448	448	447
H	52	52	52	51	51	51	51	51	51	51	52	52
N	15	8	9	100	300	245	174	177	108	85	53	28

Таблица 2.6- Режим работы по водохозяйственным нуждам

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
QВХК	90	90	90	90	180	180	180	180	180	90	90	90
ZВБ	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
ZНБ	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448
H	52	52	52	52	51	51	51	51	51	52	52	52
N	41	41	41	41	81	81	81	81	81	41	41	41

Таблица 2.7- Сравнение режимов работы

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N бытовые	15	8	9	100	300	245	174	177	108	85	53	28
N ВХК	41	41	41	41	81	81	81	81	81	41	41	41
ΔN	-26	-33	-32	59	219	164	93	96	27	44	12	-14

$$\Sigma N_{\text{избыток}} = 609 \text{ МВт}$$

Полученные данные из таблиц 2.5, 2.6, 2.7 необходимы для построения баланса энергий и размещения на нем первичного размещения линии гарантированной мощности. После водо-энергетического расчета будет известно точное положение данной линии.

2.4 Водно-энергетический расчет режимов работы ГЭС в маловодном году

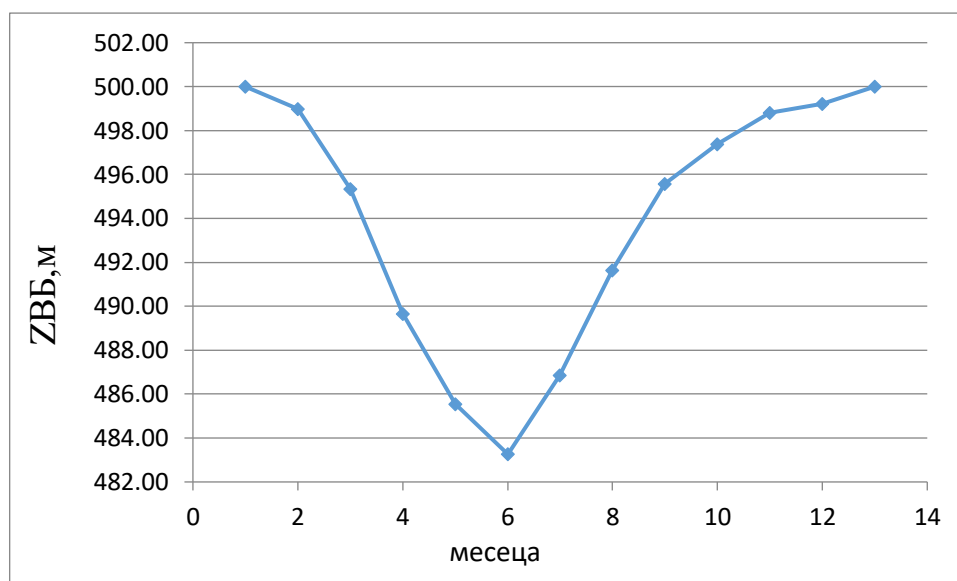


Рисунок 2.2-График сработки водохранилища

Водно-энергетический расчет необходим для определения отметки УМО, полезного объема и гарантированной мощности.

Расчет происходит в несколько этапов. Первый (таблица 2.8.1), из баланса энергий находим гарантированную мощность в первом приближении и производим расчет. В результате расчета видно, что водохранилище переполняется, следовательно гарантированная мощность может быть увеличена. Во втором расчете (таблица 2.8.2) была определена конечная гарантированная мощность. По результатам расчетов построен график сработки водохранилища рисунок 2.2.

Отметка УМО 483,26 м

Полезный объем водохранилища 4,22 км³

Гарантированная мощность 215 МВт

Таблица 2.8.1 Первая итерация

Месяц	Qбыт	Qп	Qх	Qпол	Qнб	Qвхк	Qгэс	Qвдх	Vнач	dV	Vкон	ZББ н	ZББ к	Zср	Zнб	H	Ngэс	Эгэс	Nгар
11	120	3	0	117	227	90	227	110	4,83	0,29	4,54	500,00	499,14	499,57	450,89	48,18	96	71605	96
12	64	3	0	61	511	90	511	450	4,54	1,21	3,33	499,14	495,88	497,51	451,55	45,47	204	152110	204
1	36	3	0	33	565	90	565	532	3,33	1,42	1,91	495,88	490,41	493,14	451,61	41,04	204	151804	204
2	22	3	0	19	289	90	289	270	1,91	0,72	1,18	490,41	488,07	489,24	451,09	37,65	96	71234	96
3	20	1	0	19	90	90	90	71	1,18	0,19	0,99	488,07	487,06	487,57	450,30	36,77	29	21665	по ВХК
4	221	-1	0	222	90	90	90	-132	0,99	-0,35	1,35	487,06	488,70	487,88	450,30	37,08	29	21852	по ВХК
5	672	7	0	665	180	180	180	-485	1,35	-1,30	2,65	488,70	493,16	490,93	450,71	39,72	63	46810	по ВХК
6	559	11	0	548	180	180	180	-368	2,65	-0,99	3,63	493,16	496,86	495,01	450,71	43,80	69	51618	по ВХК
7	402	10	0	392	180	180	180	-212	3,63	-0,57	4,20	496,86	498,33	497,60	450,71	46,38	73	54664	по ВХК
8	407	10	0	397	180	180	180	-217	4,20	-0,58	4,78	498,33	499,83	499,08	450,71	47,87	76	56415	по ВХК
9	251	9	0	242	180	180	180	-62	4,78	-0,17	4,95	499,83	500,40	500,12	450,71	48,90	77	57634	по ВХК
10	192	2	0	190	90	90	90	-100	4,95	-0,27	5,22	500,40	501,55	500,98	450,30	50,18	40	29566	по ВХК

Таблица 2.8.2 Вторая итерация

Месяц	Qбыт	Qп	Qх	Qпол	Qнб	Qвхк	Qгэс	Qвдх	Vнач	dV	Vкон	ZББ нач	ZББ кон	Zср	Zнб	H	Ngэс	Эгэс	Nгар
11	120	3	0	117	252	90	252	135	4,83	0,36	4,47	500,00	498,97	499,49	450,98	48,01	106	79210	106
12	64	3	0	61	541	90	541	480	4,47	1,29	3,18	498,97	495,34	497,16	451,58	45,07	215	159653	215
1	36	3	0	33	605	90	605	572	3,18	1,53	1,65	495,34	489,65	492,49	451,65	40,35	215	159812	215
2	22	3	0	19	337	90	337	318	1,65	0,85	0,80	489,65	485,54	487,59	451,22	35,87	106	79143	106
3	20	1	0	19	90	90	90	71	0,80	0,19	0,61	485,54	483,26	484,40	450,30	33,60	27	19800	по ВХК
4	221	-1	0	222	90	90	90	-132	0,61	-0,35	0,96	483,26	486,87	485,07	450,30	34,27	27	20191	по ВХК
5	672	7	0	665	180	180	180	-485	0,96	-1,30	2,26	486,87	491,64	489,25	450,71	38,04	60	44832	по ВХК
6	559	11	0	548	180	180	180	-368	2,26	-0,99	3,25	491,64	495,58	493,61	450,71	42,40	67	49964	по ВХК
7	402	10	0	392	180	180	180	-212	3,25	-0,57	3,82	495,58	497,39	496,48	450,71	45,27	72	53351	по ВХК
8	407	10	0	397	180	180	180	-217	3,82	-0,58	4,40	497,39	498,80	498,09	450,71	46,88	74	55248	по ВХК
9	251	9	0	242	180	180	180	-62	4,40	-0,17	4,56	498,80	499,21	499,00	450,71	47,79	76	56323	по ВХК
10	192	2	0	190	90	90	90	-100	4,56	-0,27	4,83	499,21	500,00	499,60	450,30	48,81	39	28758	по ВХК

2.5 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Рабочие мощности

Для определения установленной (таблица 2.10 и график 2.3) мощности необходимо знать рабочую мощность (таблица 2.9). В свою очередь для определения рабочей мощности необходимо построить суточные графики нагрузки и интегральную кривую нагрузки (смотри приложения). На интегральной кривой будут расположены треугольники существующих и проектируемой ГЭС.

Таблица 2.9-Определение рабочей мощности

Месяц	Нгар	Эгар	Эб	Эп	Нб	Нп	Нраб
11	106	2,56	0,46	2,10	19	190	209
12	215	5,15	0,43	4,72	18	300	318
1	215	5,16	0,38	4,77	16	302	318
2	106	2,55	0,34	2,21	14	195	209
3	27	0,64	0,32	0,32	13	43	56
4	27	0,65	0,33	0,33	14	40	54
5	60	1,45	0,72	0,72	30	93	123
6	67	1,61	0,81	0,81	34	104	138
7	72	1,72	0,86	0,86	36	102	138
8	74	1,78	0,89	0,89	37	86	123
9	76	1,82	0,91	0,91	38	115	153
10	39	0,93	0,46	0,46	19	37	56

Баланс мощностей

Таблица 2.10- Баланс мощностей

месяц	система		существующая ГЭС			проектируемая ГЭС			ГЭС		
	Р max	Н н.р.	Н р. Max	Н н.р.	Н р.	Н р. Max	Н н.р.	Н р.	Н р. Max	Н а.р.	Н р.
1	3613	72	1449	29	0	318	72	0	2044	164	0
2	3487	70	1386	28	0	209	70	0	1981	158	0
3	3271	65	1323	26	0	56	65	0	1891	151	0
4	3020	60	1260	25	0	54	60	0	1707	137	0
5	2803	56	1103	22	181	123	56	0	1578	126	256
6	2678	54	1040	21	242	138	54	0	1501	120	341
7	2677	54	1040	21	242	138	54	0	1501	120	341
8	2802	56	1103	22	181	123	56	0	1578	126	256
9	3019	60	1260	25	0	153	60	79	1707	137	0
10	3269	65	1323	26	0	56	65	0	1891	151	0
11	3486	70	1386	28	0	209	70	0	1981	158	0
12	3612	72	1449	29	0	318	72	0	2044	164	0

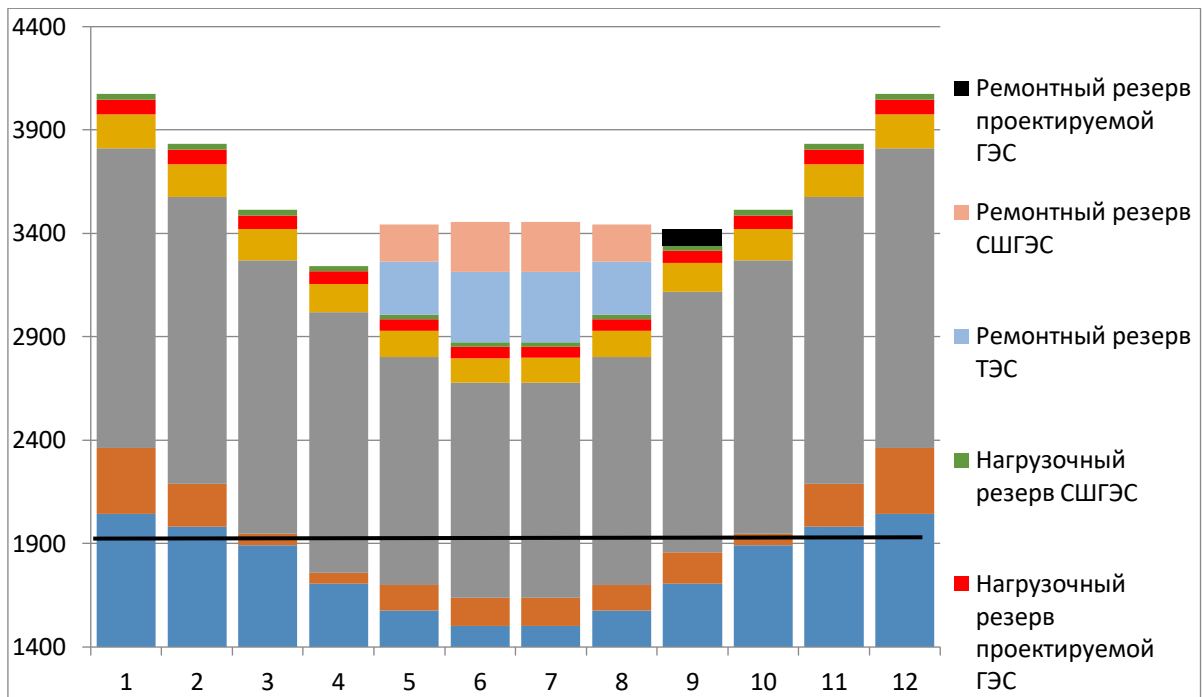


Рисунок 2.3 Баланс мощностей

Установленная мощность ГЭС составляет 390 МВ

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Данный расчет проводится для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Используя два метода, будет найдена наибольшая выработка (таблицы 14.1 и 14.2), а также построен график сработки водохранилища (рисунок 2.4).

Суммарная выработка по отметкам составила 0,96 млрд кВт·ч

Суммарная выработка по мощностям составила 0,99 млрд кВт·ч

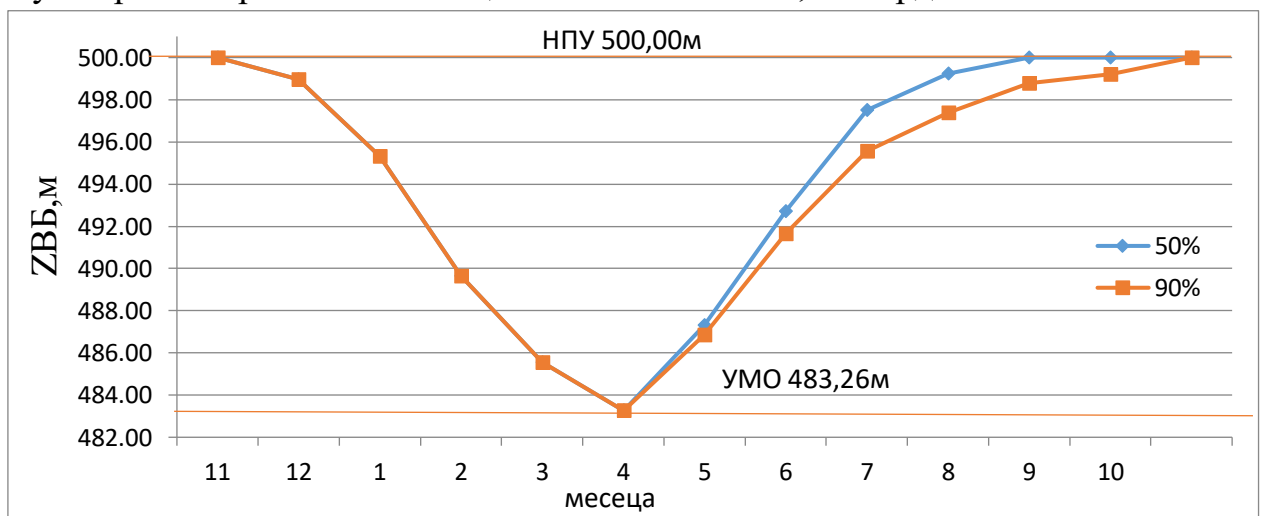


Рисунок 2.4 График сработки-наполнения водохранилищ

Таблица 2.11.1 по отметкам

Месяц	Обыт	Оп	Ох	Опол.	Онб	Овхк	Огэс	Овдх	Vнач	dV	Vкон	ZББ	ZББ	Zср	Zнб	H	Нгэс	Эгэс
11	130	3	0	145	171	89	171	26	4,200	0,07	4,13	500,000	499,9	499,9	453	46,92	71	52529
12	65	3	0	48	367	89	367	319	4,13	0,85	3,28	499,9	495,5	497,7	462	34,86	113	83757
1	36	3	0	18	500	89	500	482	3,28	1,29	1,98	495,5	491,3	493,4	467	25,57	113	83716
2	24	3	0	22	89	89	89	67	1,98	0,18	1,81	491,3	490,1	490,7	447	43,12	34	25127
3	23	1	0	33	91	89	91	58	1,81	0,16	1,65	490,1	489,1	489,6	447	41,90	34	24964
4	247	-1	0	193	156	89	156	-37	1,65	-0,10	1,75	489,1	489,8	489,4	452	37,35	51	38144
5	748	7	0	843	578	178	578	-265	1,75	-0,71	2,46	489,8	493,5	491,6	470	21,21	108	80255
6	687	11	0	623	379	178	379	-244	2,46	-0,65	3,11	493,5	495,0	494,3	463	30,97	103	76850
7	454	10	0	560	373	178	373	-187	3,11	-0,50	3,61	495,0	497,0	496,0	463	32,94	108	80441
8	460	10	0	408	263	178	263	-145	3,61	-0,39	4,00	497,0	499,3	498,1	458	40,05	93	68958
9	406	9	0	330	305	178	305	-25	4,00	-0,07	4,07	499,3	499,6	499,5	460	39,36	106	78602
10	242	2	0	248	199	89	199	-49	4,07	-0,13	4,200	499,6	500,000	499,8	454	45,16	79	58832

Таблица 2.11.2 по мощностям

Месяц	Обыт	Оп	Ох	Опол.	Онб	Овхк	Огэс	Овдх	Vнач	dV	Vкон	ZББ	ZББ	Zср	Zнб	H	Нгэс	Эгэс
11	130	3	0	127	262	90	262	135	4,83	0,36	4,47	500,00	498,97	499,49	451,01	47,98	111	82298
12	65	3	0	62	542	90	542	480	4,47	1,29	3,18	498,97	495,34	497,16	451,58	45,07	215	159944
1	36	3	0	33	605	90	605	572	3,18	1,53	1,65	495,34	489,65	492,49	451,65	40,35	215	159905
2	24	3	0	21	339	90	339	318	1,65	0,85	0,80	489,65	485,54	487,59	451,23	35,86	107	79704
3	23	1	0	22	93	90	93	71	0,80	0,19	0,61	485,54	483,26	484,40	450,31	33,59	27	20410
4	247	-1	0	248	116	90	116	-132	0,61	-0,35	0,96	483,26	486,87	485,07	450,43	34,14	35	25973
5	748	7	0	741	256	180	256	-485	0,96	-1,30	2,26	486,87	491,64	489,25	450,99	37,76	85	63355
6	687	11	0	676	308	180	308	-368	2,26	-0,99	3,25	491,64	495,58	493,61	451,15	41,96	114	84616
7	454	10	0	444	232	180	232	-212	3,25	-0,57	3,82	495,58	497,39	496,48	450,91	45,07	92	68341
8	460	10	0	450	233	180	233	-217	3,82	-0,58	4,40	497,39	498,80	498,09	450,91	46,68	96	71277
9	406	9	0	397	335	180	335	-62	4,40	-0,17	4,56	498,80	499,21	499,00	451,22	47,29	139	103759
10	242	2	0	240	140	90	140	-100	4,56	-0,27	4,83	499,21	500,00	499,60	450,54	48,56	60	44551

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

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

- 1) Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного, т.е. $H_{max} \leq H_{пред.}$;
- 2) Отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}}$ должно быть не меньше справочных данных;
- 3) Максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Для данного максимального напора выбраны следующие реактивные гидротурбины:

- поворотной-лопастной ПЛ-50-В;
- поворотной-лопастной ПЛД-50-В60.

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

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ-50-В	ПЛД-50-В60
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{I\ opt}$, об/м	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q_{I\ opt}$, л/с	1080	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m\ opt}$	0,888	0,862
Приведенный максимальный расход	Q'_{1max} , л/с	1500	1700
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,6	0,6
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\ m}$, м	0,460	0,350
Напор модельной турбины	$H_{мод}$, м	12	5
Температура	$t_{мод}$, °С	21	16

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров [1]. Результаты расчётов представлены в таблицах 2.2, 2.3, для ПЛ50-В и ПЛД50-В60 соответственно.

КПД натурной турбины определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right); \quad (3.1)$$

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

D_1, H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

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

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

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,888) \cdot \left(0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{6}} \cdot \sqrt[10]{\frac{12}{40}} \cdot \sqrt[5]{\frac{0,988}{1,268}} \right) = 0,93. \quad (3,2)$$

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитывается после уточнения числа агрегатов:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г}^{cp}; \quad (3.3)$$

где Q'_{Ip} – приведенный расход в расчетной точке;

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

η_T – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_{Г}^{cp}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

$$N'_a = 9,81 \cdot 1,5 \cdot 6^2 \cdot 40^{1,5} \cdot 0,888 = 119799 \text{ кВт};$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N'_a}; \quad (3.4)$$

где $N_{уст}^{прГЭС} = 390$ 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.

$$z_a' = \frac{390000}{119799} = 3,256 \approx 4; \quad (3.5)$$

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M}; \quad (3.6)$$

где η_T – КПД натурной гидротурбины;
 η_M – КПД модельной турбины.

$$\Delta = \frac{0,93}{0,888} = 1,047 \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n'_{I_p} \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}; \quad (3.8)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

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

$$n_c = \frac{116 \cdot \sqrt{40 \cdot 1,047}}{6} = 125 \text{ об/мин} \quad (3.9)$$

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

Значения приведенной частоты вращения для напоров H_{max} , H_p^N ; H_{min} , необходимы для нанесения линий приведенной частоты на УХ, которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{125 \cdot 6}{\sqrt{31 \cdot 1,047}} = 104,5 \text{ об/мин}; \quad (3.10)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}} = 115,9 \text{ об/мин}; \quad (3.11)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = 131,7 \text{ об/мин}; \quad (3.12)$$

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений 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 Хакасии присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Абакан-Районная» 220 кВ с расстоянием 120 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.

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.

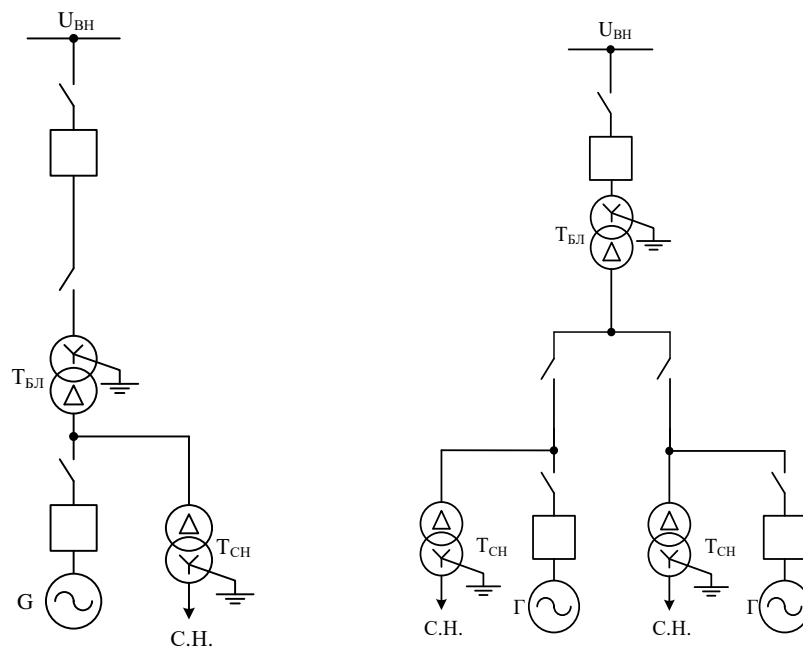


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО [9], мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 400 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 100 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ–1160/180–72 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора СВ-1160/180-72 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ–1160/180–72

Номинальная мощность, МВ·А МВт		U _{Г ном} ,кВ	cos φ _Г ,о.е.	η, %	Индуктивные сопротивления		
S _{Г ном}	P _{Г ном}				x _d "	x _d '	x _d
117,7	100	10,5	0,85	97,7	0,3	0,35	0,89

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

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

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

По каталогу ООО "Трансинжиниринг" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/220

S _{ном} , МВА	U _н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
	U _{ВН}	U _{НН}				
125	242	10,5	11	380	135	0,5

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

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч} \quad (4.3)$$

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;

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8729 = 1178,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Тном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{116,5}{125,0}\right)^2 \cdot 2405 = 493 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трансформатора:

$$I_{\text{пот(1)}} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2, \quad (4.6)$$

где β_1, β_2 – стоимость одного МВт · ч потерь электроэнергии.

$$I_{\text{пот(1)}} = 1178,42 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 493 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 10,207 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.7)$$

Для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 10,207 = 40,828 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.8)$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - \Sigma P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{100 - 100 \cdot 0,01}{0,85} = 233 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.9)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ(Ц) - 250000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ(Ц) - 250000/220

$S_{\text{ном}},$ МВА	$U_{\text{H}},$ кВ		$U_{\text{K}},$ %	$\Delta P_{\text{K}},$ кВт	$\Delta P_{\text{XX}},$ кВт	$I_{\text{X}},$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
250	242	10,5	11	650	240	0,45

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год} \quad (4.10)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.11)$$

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;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}. \quad (4.11)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{XX}}' = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{XX}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,240 \cdot 8729 = 2094,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.12)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{H'} = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{T\text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,650}{1} \cdot \left(\frac{233}{250} \right)^2 \cdot 2405 = 1357,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.13)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трансформатора:

$$I_{\text{пот}(1)'} = (\Delta W_{ХХ}' \cdot \beta_1 + \Delta W_{H'} \cdot \beta_2) + I_{\text{пот}(1)}, \quad (4.14)$$

где β_1, β_2 – стоимость одного МВт · ч потерь электроэнергии.

$$I_{\text{пот}(1)'} = (2094,96 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 1357,9 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2}) + 14,207 = 39 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.15)$$

4.2.4 Выбор трансформаторов СН

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 $3 S_{Г\text{ ном}}$:

$$\sum S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{Г\text{ ном}}}{\cos\varphi_{Г}}. \quad (4.16)$$

$$\sum S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{100}{0,85} = 1177 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.17)$$

Согласно СТО [10], в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Согласно СТО [17], должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу завода «Трансна» выбираются 3 трансформатора ТЛС-2000/6/0,4, стоимостью каждый 1589 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–2000/6/0,4

$S_{\text{НОМ}}$, кВ·А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
2000	10	0,4	7

Электрическая схема СН Абаканской ГЭС выполнена с одной ступенью напряжения: 0,4 кВ.

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_c} = \frac{400 - 4}{0,85} = 465 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.18)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,85; \quad (4.19)$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 220 кВ – $K = 1,2$.

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{400 - 4}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 2,07, \quad (4.20)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 3$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{465}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,407 \text{ кА} = 407 \text{ А} \quad (4.21)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 407 = 470 \text{ А}, \quad (4.22)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_T = 1,1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=220\text{кВ}$ выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{465}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,600 \text{ кА.} \quad (4.23)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $605 \text{ А} > 600\text{А}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС 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:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{Т.с.н.}} + t \cdot K_{\text{ору}}, \quad (4.24)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (75000 тыс.руб.);
 $K_{\text{Т.с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (8000 тыс.руб.);
 $K_{\text{ору}}$ – стоимость ячейки ОРУ (15000 тыс.руб.);
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается $k+2$)

Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{\text{ОРУ}} = 15000 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 75000 + 3 \cdot 8000 + 9 \cdot 15000 = 459000 \text{ тыс.руб.} \quad (4.25)$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 163000 + 3 \cdot 8000 + 9 \cdot 15000 = 485000 \text{ тыс.руб.} \quad (4.26)$$

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

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.27)$$

где $E_H = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 459000 + 39000 = 107850 \text{ тыс.руб.} \quad (4.28)$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 485000 + 40828 = 113578 \text{ тыс.руб.} \quad (4.29)$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.30)$$

$$P = \frac{107850 - 113578}{107850} \cdot 100\% = 4,62\%. \quad (4.31)$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 4.2.

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».

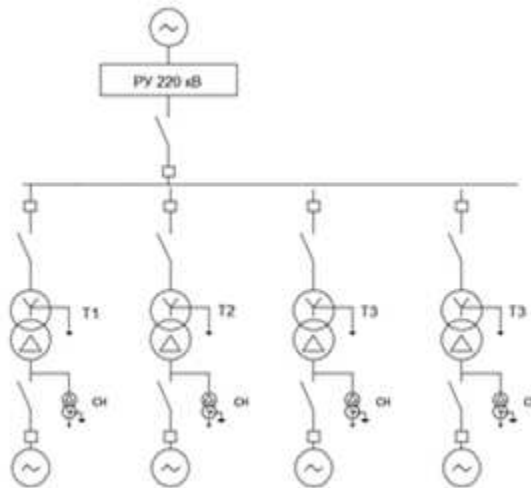


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–220 кВ: 6 (3 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

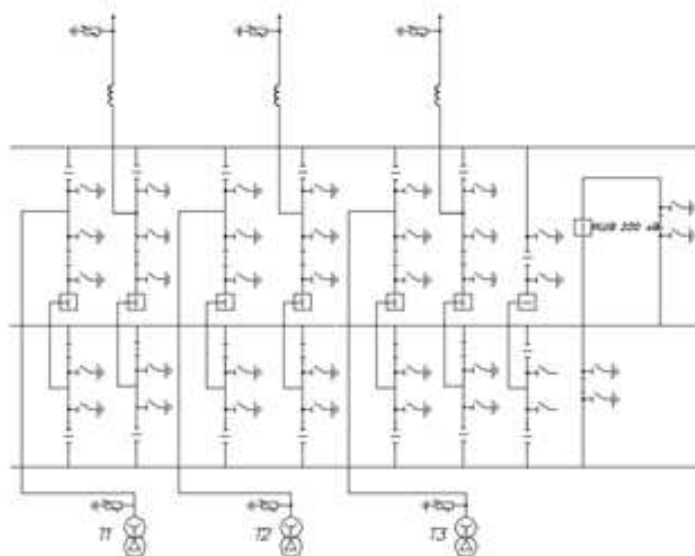


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ с ОШВ

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

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,3 \cdot \frac{10,5^2}{117,7} = 0,28 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{Г} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ}. \quad (4.33)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом}. \quad (4.34)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом}, \quad (4.35)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 120 = 52,20 \text{ Ом}. \quad (4.36)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{С} = E_{*С} \cdot U_{Г1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}. \quad (4.37)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.38)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,28}{0,045 \cdot 314} = 0,020 \text{ Ом}, \quad (4.39)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,67}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}, \quad (4.40)$$

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,121 \cdot 120 = 14,52 \text{ Ом}, \quad (4.41)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{ном}^2} = \frac{0,380 \cdot 230^2}{125^2} = 1,29 \text{ Ом}. \quad (4.42)$$

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

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Г1		10	
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Г2		10	
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Г3		10	
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок1		10	
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок2		10	
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 3		10	
7	<input type="checkbox"/>			y	7	ОРУ		230	
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Система		230	

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	пр0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	КтЛ	КтЛ'
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Г1 - Блок1						
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Г2 - Блок2						
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Г3 - Блок 3						
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Блок1 - ОРУ	1,29	51,54				0,046
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Блок2 - ОРУ	1,29	51,54				0,046
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Блок 3 - ОРУ	1,29	51,54				0,046
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			ОРУ - Система	0,12	0,44				

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N гр	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	G1	1	0,020	0,280	0,020	0,28	0,020	0,28	11,300
2			2	G2	2	0,020	0,280	0,020	0,28	0,020	0,28	11,300
3			3	G3	3	0,020	0,280	0,020	0,28	0,020	0,28	11,300
4			4	система	4	32,090	352,670	32,090	352,67	32,090	352,67	230,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7,4.8,4.9 и сведены в таблицу 4.6.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	7			2,7360	-88,55

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	7			1,3643	-88,54			1,3643	-88,54			1,3643	-88,54

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1			23,2422	-85,96

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

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

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	7	4,09	6,37
3ф	7	2,74	4,26
3ф	1	23,24	59,16

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} \quad (4.43)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 5,69 = 5,98 \text{ кА}; \quad (4.44)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном(-5\%)}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,314 \text{ кА} \quad (4.45)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma} - S_{сн}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4 \cdot 117,7 - 103,5 \cdot 0,01}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,410 \text{ кА} \quad (4.46)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4 \cdot 117,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,6 \text{ кА} \quad (4.47)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 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:

$$U_{ном} \geq U_{ном.с}$$

$$I_{ном} \geq I_{раб,мах}$$

$$B_{к,ном} \geq B_{к,расч}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10-50-6300

и разъединитель РВРЗ–10/6300. 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-10-50-6300	Разъединитель РВРЗ-10/6300
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 5980 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 23,24 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 59,16 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 125 \text{ кА}$
		$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 23,24^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 48,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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-МЗ	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

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

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

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5980 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6500 \text{ А}$

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
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

4.10 Выбор параметров ОРУ

4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.11. Приборы, устанавливаемые в

цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 314,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 2,74 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 4,26 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 2,74^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 0,30 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.12 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 314 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Выбор трансформатора напряжения

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

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

5 релейная защита и автоматика

5.1 Расчет номинальных токов.

Данные для расчетов по генератору и трансформатору указаны в таблицах 5.1 и 5.2 соответственно

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{120 \cdot 10^3 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5906,4 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ}}^2 = \frac{I_{\text{НОМ}}^1 \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{5906,4 \cdot 1}{6000/5} = 4,92 \text{ А} \quad (5.2)$$

Номинальный ток на высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 298,22 \text{ А} \quad (5.3)$$

Таблица 5.1-Параметры гидрогенератора

Тип	СВ-1130/140-48	
Мощность номинальная	полная	117,7 МВА
	активная	100 МВт
Номинальное напряжение	13,8 кВ	
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,85	
Частота вращения	115,4 об/мин	
Номинальный ток статора	5906,4 А	
Ток ротора при номинальной нагрузке	1185 А	
Индуктивное сопротивление продольной оси (о.е)	по синхронное X_d	0,91
	переходное X'_d	0,26
	сверхпереходное X''_d	0,21

Таблица 5.2.-Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ – 125000/220
Мощность номинальная	125 МВА
Номинальное напряжение	242/13,8 кВ
Напряжение короткого замыкания	U _к = 11

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе ГГ СВ-1130/140-48:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-125000/220/13,8:

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

- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
 - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 5906,4 \text{ А}$.

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

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (5.4)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{СР.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.5)$$

где $K_N = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{СР.0} = 0,15 \cdot I_N$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_N.$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,21} \cdot 5906,4 = 3178,21 \text{ А.} \quad (5.6)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.7)$$

$$K_T > \frac{3178,21 \cdot 2}{31782,1}, \quad (5.8)$$

$$K_T > 0,2,$$

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):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.9)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.10)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

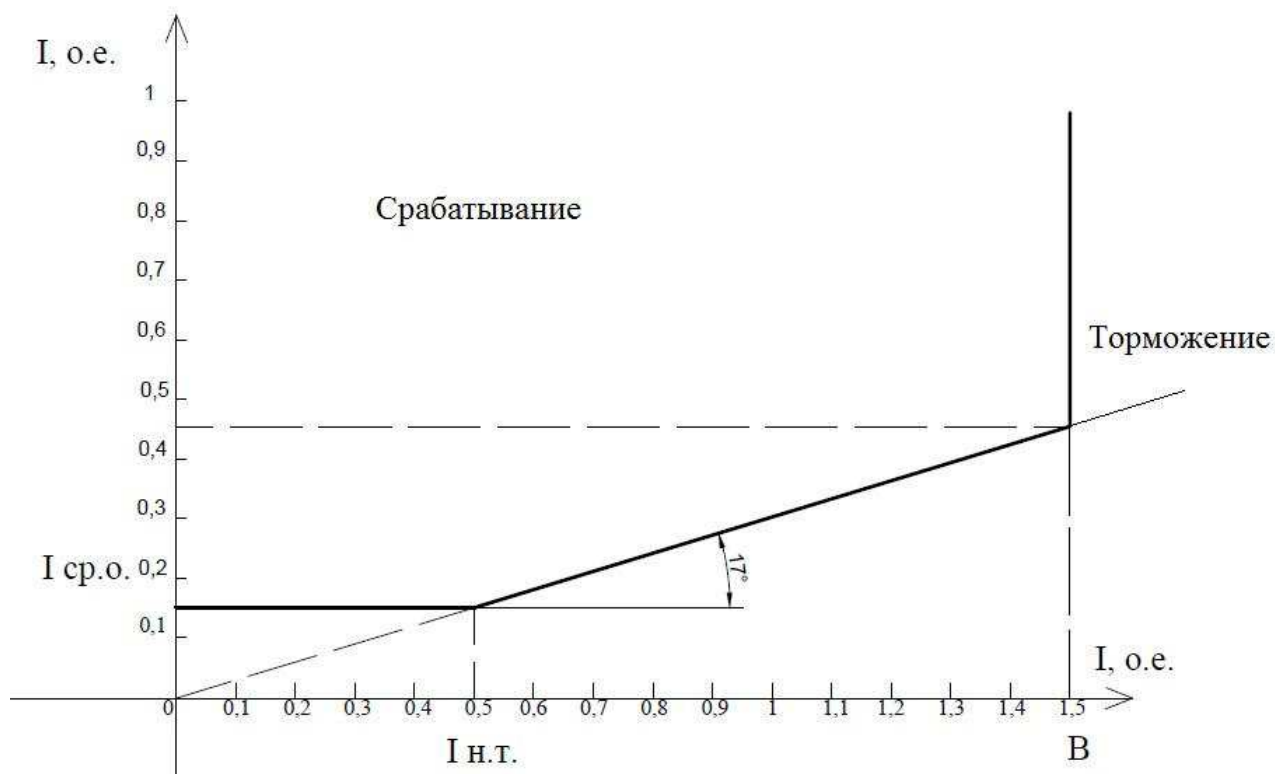


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной

защиты генератора

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

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- Водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- Станционная часть плотины;
- Правобережная бетонная плотина;
- Левобережная бетонная плотина;
- Руслоразделительное здание ГЭС.

6.1.2 Исходные данные

- Количество агрегатов 4 шт.
- Q
- Мощность гэс 390 МВт
- Грунт гранит
- $V_{\text{пол}} = 4 \text{ км}^3$
- Отметка НПУ 500
- Отметка дна 449,8
- Отметка ФПУ 501

6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для начала расчетов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения по следующим условиям: 1) высоте сооружения (более 50 м), грунту (гранит); 2) мощности гэс (390 МВт); 3) количеству жителей проживающих в нижнем бьефе (15000 чел). Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» назначается класс сооружения I по числу постоянно проживающих людей в нижнем бьефе (3 условие). Коэффициент надежности для сооружений I класса:

$$\gamma_n = 1,25.$$

6.2.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня плотины принимается:

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

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

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,19 + 0,0075 + 0,8 = 1,9975 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, для I класса сооружения $a = 0,8$ м.

Высота ветрового нагона волны определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_W \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 21 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20^2 \cdot 2200}{9,81 \cdot 25,1} \cdot 1 = 0,0075 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $V = 20$ м/с – расчетная скорость ветра;

k_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра,

$$k_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 20) \cdot 10^{-7} = 21 \cdot 10^{-7}, \quad (6.4)$$

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{500 - 449,8}{2} = 25,1 \text{ м}, \quad (6.5)$$

Находим безразмерные величины – параметры волнового воздействия

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 1320}{25^2} = 54 \text{ и } \frac{gt}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{25} = 10595 \quad (6.6)$$

По графику СНиПа из приложения 1 рисунок 1 находим $\frac{g\bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V}$:

$$\text{Для } \frac{gL}{V^2} = 21 \quad \begin{cases} \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,014 \\ \frac{g\bar{T}}{V} = 1,35 \end{cases}, \quad \text{для } \frac{gt}{V} = 8476 \quad \begin{cases} \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,09 \\ \frac{g\bar{T}}{V} = 4,3 \end{cases}$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,35 \cdot V}{g} = \frac{1,35 \cdot 20}{9,81} = 2,75 \text{ с} \quad (6.7)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0014 \cdot V^2}{g} = \frac{0,0014 \cdot 25^2}{9,81} = 0,57 \text{ м} \quad (6.8)$$

Проверяем на глубоководность:

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,75^2}{2 \cdot 3,14} = 11,8 \text{ м} \quad (6.9)$$

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d, \quad (6.10)$$

$$25 > 0,5 \cdot 11,8 = 5,9 \quad (6.11)$$

Условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,57 \cdot 2,09 = 1,19 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{V^2}$ (для глубоководной зоны), $K_i = 2,09$;

\bar{h} – средняя высота волны.

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины составляет:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 500 + 1,9975 = 501,9975 \text{ м} \quad (6.13)$$

6.3 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчет выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты.

Расчетный максимальный расход для второго класса капитальности является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины производится исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями и через все гидроагрегаты.

Расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{осн.рас}} = Q_{\text{осн.мах}} - (n_{\text{агр}} - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.14)$$

где $n_{\text{агр}}$ – число агрегатов;

$Q_{\text{ГА}}$ – расход через один агрегат;

$Q_{\text{осн.мах}} = Q_{0,1\%}$

$V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;

$t_{\text{ср}}$ – время сработки, $t_{\text{ср}} = 4$ месяца.

$$Q_{\text{осн.рас}} = 1806 - (4 - 1) \cdot 250 - \frac{4 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 669,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.15)$$

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{0,1\%}) = 500 - 45 = 36 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где $\text{УНБ}(Q_{0,1\%})$ – уровень нижнего бьефа при $Q_{0,1\%}$

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{97,5 \cdot 1000}{9,81 \cdot 43 \cdot 0,923} = 250 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.17)$$

где $N_{ГА}$ – мощность одного гидроагрегата;
 $H_{осн}$ – основной напор, определяемый выше;
 η – КПД гидроагрегата.

Ширина водосливного фронта

$$B = \frac{Q_{осн.рас}}{q} = \frac{Q_{осн.рас}}{(1,15 \div 1,25)q_p} \quad (6.18)$$

$$B = \frac{Q_{осн.рас}}{1,20 \cdot V_{доп} \cdot h_{нб}} = \frac{669,1}{1,20 \cdot 5 \cdot 7,2} = 15,49 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где q – удельный расход на водосливе;

q_p – удельный расход на рисберме;

$V_{доп}$ – допустимая скорость на ресберме, для гранита $V_{доп} = 5 \text{ м/с}$;

$h_{нб}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой

$\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{осн.макс}$.

$$h_{нб} = \nabla_{НБ} - \nabla_{дно} = 457 - 449,8 = 7,2 \text{ м} \quad (6.20)$$

Ширина водосливного фронта B – целое число, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = b \cdot n, \quad (6.21)$$

где n – число пролетов;

b – стандартная ширина пролета.

Принимается 2 пролета по 8 метров.

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 2 = 16 \text{ м} \quad (6.22)$$

Условия для принятия ширины быка:

- 1) Минимальная толщина быка 2 м;
- 2) По Березинскому так как $b = 8 \text{ м}$;
 $\delta_6 = (0,2 \div 0,225)b = (1,6 \div 1,8) \text{ м}$

3) Рекомендован разрезной бык, поэтому добавляем запас на разрез и принимаем $\delta_6 = 3 \text{ м}$.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный без вакуумный водослив практического профиля. По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} .

$$H_0 = \left(\frac{Q_{\text{осн.рас}}}{\sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.23)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода.

$$H_{01} = \left(\frac{669,1}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,19 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где $\sigma_{\text{п}}$ и $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициенты подтопления и сжатия, принимаются равные 1.

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

$$H_{02} = \left(\frac{669,1}{0,9 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,73 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{7,19}{8} = 0,9 \quad (6.26)$$

где b и n – ширина и число пролетов или отверстий, указаны выше;

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

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка.

Напор на гребне водослива :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 7,73 - \frac{1,1 \cdot 0,7^2}{2 \cdot 9,81} = 7,701 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где V_0 – скорость подхода потока к водосливу

$$V_0 = \frac{Q_{p.осн}}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_б)} = \frac{669,1}{(500 - 449,8) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,16 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.28)$$

где n – число пролетов или отверстий, указаны выше;

$\delta_б = 3$ м – толщина быка;

B – ширина водосливного фронта;

$Q_{осн.рас} = 669,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – определили выше.

Приводим это значение к стандартному: $H_{ст} = 8$ м.

Отметка гребня водослива:

$$ГВ = НПУ - H_{ст} = 500 - 8 = 492 \text{ м} \quad (6.29)$$

Отметка гребня быка:

$$ГБ = ГВ + (1,5 \div 2,0) H_{ст} = 492 + 1,6 \cdot 8 = 504,8 \text{ м} \quad (6.30)$$

Сравниваем $ГБ = 504,8$ м и $ГБП(\text{по волне}) = 501,99$ м и выбираем наибольшее значение. Тогда общая отметка плотины: $ГП = 504,8$ м.

6.3.3 Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{p.пов} = Q_{\text{макс.пов}} - Q_{ГЭС} - Q_{ав} = Q_{0,1\%} - n_{агр} \cdot Q_{ГА} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}}, \quad (6.31)$$

где $Q_{ГА} = 250 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – расход через один агрегат;

$n_{агр} = 4$ – количество агрегатов;

$V_{пол} = 4 \text{ км}^3$ – полезный объем;

$t_{\text{ср}} = 4$ месяца – время сработки;

$$Q_{\text{макс.пов}} = Q_{0,1\%} = 1559 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

$$Q_{\text{р.пов}} = 2015 - 4 \cdot 250 - \frac{4 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 627,23 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.32)$$

Напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления:

$$H_{0\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{\sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.33)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{627,23}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,88 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где $\sigma_{\text{п}}$ и $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициенты, принимаем равные 1;

$m = 0,49$ – коэффициент расхода;

B – ширина водосливного фронта.

С учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{627,23}{0,9 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,38 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициент сжатия

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n_{\text{отв}} - 1)\xi_0}{n_{\text{отв}}} \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (6.36)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \cdot \frac{7,38}{8} = 0,9, \quad (6.37)$$

где b и n – ширина и число пролетов, указаны выше;

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

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

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} \quad (6.38)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{627,23}{(501-449,8) \cdot (16+(2-1) \cdot 3)} = 0,64 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.39)$$

где $\nabla\text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимается равной 501 м, которая в дальнейшем уточняется.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{ пов}}^2}{2g} = 7,38 - \frac{1,1 \cdot 0,64^2}{2 \cdot 9,81} = 7,36 \text{ м} \quad (6.40)$$

Для пропуска катастрофического паводка должно выполняться условие:

$$\nabla \text{ФПУ} \geq \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} \quad (6.41)$$

$$501 \geq 492,00 + 7,36 = 499,36 \text{ м} \quad (6.42)$$

Исходная отметка ФПУ удовлетворяет этому условию.

6.3.4 Расчет донного водосброса

Рядом с основным поверхностным водосбросом, устраивается аварийный донный водосброс для пропуска воды Q_p :

$$Q_p = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{4 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 385,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.43)$$

где $V_{\text{пол}} = 4 \text{ км}^3$ – полезный объем водохранилища;

$t_{\text{ср}} = 4$ месяца – время сработки.

Определяется местоположение глубинного водосброса с учетом того, что туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии до других полостей. Принимается минимальное расстояние – 3 м. Назначаем предварительную высоту отверстий $h_{\text{отв}} = 3 \text{ м}$.

Площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH}} = \frac{385,8}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 45,7}} = 16,11 \text{ м}^2, \quad (6.44)$$

где $Q_p = 385,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – определено выше;

$\mu = 0,8$ – коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью;

H – напор над центром выходного сечения.

$$H = \text{НПУ} - \left(\text{дно} + h_{\text{пор}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} \right) = 500 - \left(449,8 + 3 + \frac{3}{2} \right) = 45,7 \text{ м} \quad (6.45)$$

где:

$h_{\text{пор}} = 3$ – высота порога

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{16,11}{3} = 6 \text{ м} \quad (6.46)$$

Разбиваем ширину водосливного фронта на стандартные отверстия:

$$B = n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} = 3 \cdot 2 = 6 \text{ м} \quad (6.47)$$

$$n_{\text{отв}} = 3$$

$$b_{\text{отв}} = 2$$

Под донный водоспуск запроектирован отдельный пролет на водосливной плотине.

6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе (с учетом того, что поверхностный и донный водосбросы находятся рядом)

Определяется тип гидравлического прыжка за водосливами. Вычисляется критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot B^2_{\text{полное}}}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1054,9^2}{9,81 \cdot 42,5^2}} = 4,1 \text{ м}, \quad (6.48)$$

$$\text{где } Q_p = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{сп}}} + Q_{p.\text{осн}} = \frac{4 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} + 669,1 = 1054,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.49)$$

где $V_{\text{пол}} = 4 \text{ м}^3$ – полезный объем вод-ща;

$t_{\text{ср}} = 4$ месяца – время сработки вод-ща;

$Q_{\text{р.осн}} = 669,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – определили выше;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

$V_{\text{полное}}$ – полная ширина потока на водобое,

$$V_{\text{полное}} = n \cdot b + n \cdot \delta_{\text{б}} + n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} + 2,5 + 4 \cdot 3 \quad (6.50)$$

$$V_{\text{полное}} = 2 \cdot 8 + 2 \cdot 3 + 3 \cdot 2 + 2,5 + 4 \cdot 3 = 42,5 \text{ м} \quad (6.51)$$

где n – количество пролетов;

b – ширина пролетов;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка;

$n_{\text{отв}}$ – количество отверстий;

$b_{\text{отв}}$ – ширина отверстий.

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{\text{с}(1)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{дно} - 0)}} \quad (6.52)$$

$$h'_{\text{с}(1)} = \frac{24,82}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (500 - 449,8 - 0)}} = 0,879 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где q – удельный расход в сжатом сечении;

$$q = \frac{Q_{\text{р}}}{V_{\text{полное}}} = \frac{1054,9}{42,5} = 24,82 \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad (6.54)$$

$\varphi = 0,85 \div 1,00$ – коэффициент скорости.

Уточняется величину $h'_{\text{с}(1)}$:

$$h'_{\text{с}(2)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{дно} - h'_{\text{с}(1)})}} \quad (6.55)$$

$$h'_{\text{с}(2)} = \frac{18,04}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (500 - 449,8 - 0,88)}} = 0,887 \text{ м} \quad (6.56)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h_c'' = \frac{h'_{c(2)}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c(2)}} \right)^3} - 1 \right) \quad (6.57)$$

$$h_c'' = \frac{0,887}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,1}{0,887} \right)^3} - 1 \right) = 12,05 \text{ м} \quad (6.58)$$

Сравнивается h_c'' и $h_{нб} = \text{НБ} - \text{дно} = 457 - 449,8 = 7,2 \text{ м}$. $h_c'' > h_{нб}$. Следовательно, прыжок отогнанный. Далее производится расчет водобойной стенки.

6.3.6 Расчет водобойной стенки

Высота стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ст} = 1,1 \cdot 12,05 - 4,88 = 8,37 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса;

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot \sigma^2 h_c''^2} \quad (6.60)$$

$$H_{ст} = \left(\frac{24,82}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 24,82}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 12,05} = 4,88 \text{ м}, \quad (6.66)$$

где q – удельный расход в сжатом сечении;

$m=0,49$ – коэффициент расхода;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

Выполняется проверка сопряжения бьефов за стенкой при:

$$T_0 = H_{ст} + h_{ст} = 4,88 + 8,37 = 13,25 \text{ м} \quad (6.67)$$

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - 0)}} \quad (6.68)$$

$$h'_{c(1)} = \frac{24,82}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (13,25 - 0)}} = 1,71 \text{ м} \quad (6.69)$$

Уточняется величину $h'_{c(1)}$:

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} \quad (6.70)$$

$$h'_{c(2)} = \frac{24,82}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (13,25 - 1,71)}} = 1,83 \text{ м} \quad (6.71)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c(2)}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c(2)}} \right)^3} - 1 \right) \quad (6.72)$$

$$h''_c = \frac{1,83}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,1}{1,83} \right)^3} - 1 \right) = 7,81 \text{ м}, \quad (6.73)$$

где $h_{кр} = 4,1 \text{ м}$, определили выше

Так как $h_{НБ} = 7,2 \text{ м}$, а вторая сопряжённая глубина $h''_c = 7,81 \text{ м}$, следовательно, прыжок не затоплен, и гашение энергии не происходит при одной водобойной стенке. Следовательно рассчитываем вторую стенку.

6.3.7 Расчет второй водобойной стенки

Высота стенки:

$$H_{ст} = \sigma \cdot h''_c - H_{ст} = 1,1 \cdot 7,81 - 4,61 = 3,99 \text{ м}, \quad (6.74)$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса;

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot \sigma^2 \cdot h''_c{}^2} \quad (6.75)$$

$$H_{ст} = \left(\frac{24,82}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 24,82^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 7,81^2} = 4,61 \text{ м}, \quad (6.76)$$

где q – удельный расход в сжатом сечении;

$m=0,49$ – коэффициент расхода;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

Выполняется проверка сопряжения бьефов за стенкой при:

$$T_0 = H_{ст} + h_{ст} = 4,61 + 3,99 = 8,6 \text{ м} \quad (6.77)$$

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - 0)}} \quad (6.78)$$

$$h'_{c(1)} = \frac{24,82}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (8,6 - 0)}} = 2,12 \text{ м} \quad (6.79)$$

Уточняется величину $h'_{c(1)}$:

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} \quad (6.80)$$

$$h'_{c(2)} = \frac{24,82}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (8,6 - 2,12)}} = 2,45 \text{ м} \quad (6.81)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c(2)}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c(2)}} \right)^3} - 1 \right) \quad (6.82)$$

$$h''_c = \frac{1,83}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,1}{1,83} \right)^3} - 1 \right) = 6,39 \text{ м}, \quad (6.83)$$

где $h_{кр} = 4,1$ м, определили выше

Так как $h_{НБ} = 7,2$ м, а вторая сопряжённая глубина $h''_c = 6,39$ м, следовательно, прыжок затоплен, и гашение энергии происходит при двух водобойных стенках.

6.4 Конструирование бетонной плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу (см. рисунок 1.4).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

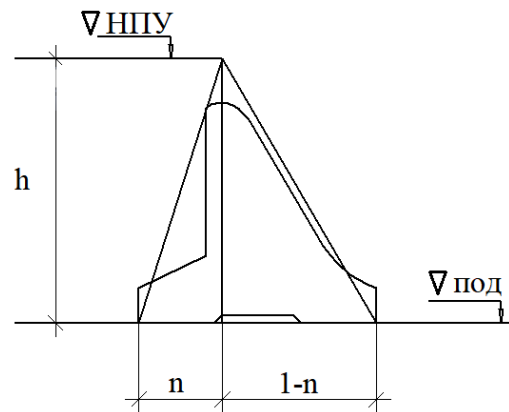


Рисунок 6.4– Схема треугольного профиля плотины
(заменить на скальном основании)

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями, схема треугольного профиля плотины изображена на рисунке 6.4.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяется ширина подошвы плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_B}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.84)$$

где α_1 – коэффициент снижения фильтрационного давления путем установки противофильтрационного устройства, принимаемый 0,5;

h – высота воды, действующей на плотину по формуле:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 500 - 446,8 = 53,2 \text{ м} \quad (6.85)$$

Определяется отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_{\text{в}} = 449,8 - 3 = 446,8 \text{ м}, \quad (6.86)$$

где $\delta_{\text{в}}$ – толщина плиты водобоя

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot V_{\text{с}} \cdot \sqrt{h_{\text{с}}} = 0,15 \cdot 28 \cdot \sqrt{0,887} = 3,95 \text{ м} \quad (6.87)$$

Плита водобоя получается слишком толстой поэтому производится анкерование и толщина водобойной плиты принимается $\delta_{\text{в}} = 3 \text{ м}$.

где $V_{\text{с}}$ – скорость струи в сжатом сечении;

$$V_{\text{с}} = \frac{Q_{\text{с}}}{B_{\text{вод}} \cdot h_{\text{с}}'} = \frac{1054,9}{40,68 \cdot 0,887} = 28 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.88)$$

$h_{\text{с}}$ – толщина струи в сжатом сечении,

$$h_{\text{с}} = h_{\text{с}}' = 0,887 \text{ м} \quad (6.89)$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяется выражение ширины подошвы плотины B_n^{II} :

$$B_n^{II} = \gamma_n \cdot \frac{h}{f \cdot \left(\frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.90)$$

где $f \approx tg\varphi_{\text{гр}} = 0,75$ – коэффициент сопротивления плотины сдвигу по основанию;

γ_n – коэффициент надежности, принимаемый в зависимости от класса сооружения, равен 1,25 для I класса сооружения. Задаваясь значениями n , определяются значения B_n^I и B_n^{II} .

Точка пересечения кривых определяет искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Все расчеты приведены в таблицу 6.1, а график представлен на рисунке 6.2. Точка пересечения в координатах: $n = 0,28$, $B = 40,68 \text{ м}$. Принимается ширина подошвы по основанию $B_{\text{под}} = 40,68 \text{ м}$.

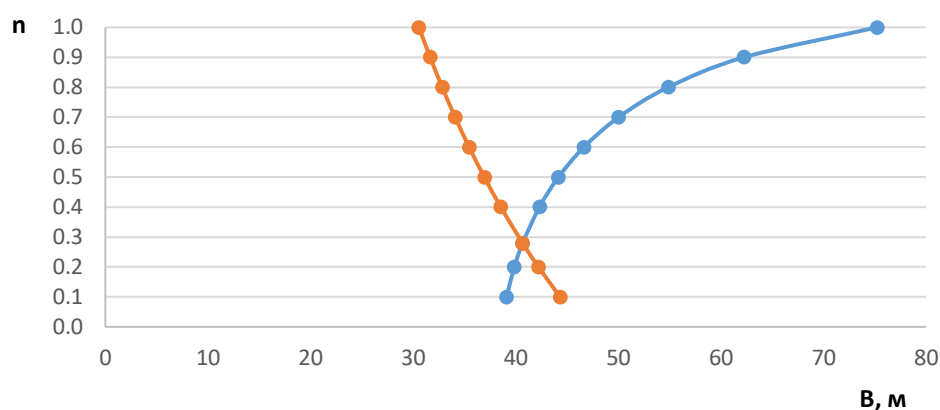


Рисунок 6.2 – График для определения ширины подошвы плотины

Таблица 6.1 – расчет для определения ширины подошвы плотины

n	0,10	0,20	0,28	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00
B_n^I	39,11	39,88	40,68	42,32	44,18	46,66	50,05	54,87	62,27	75,24
B_n^{II}	44,33	42,22	40,68	38,55	36,94	35,47	34,10	32,84	31,67	30,57

6.4.2 Разрезка плотины швами

Постоянные температурно-деформационные швы устраивают для предотвращения трещин. Разрезка плотины сквозными перпендикулярными швами производится по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании принимается:

$$S = \delta_b + b = 3 + 8 = 11 \text{ м}, \quad (6.91)$$

где δ_b – толщина быка;
 b – ширина пролета.

Разрез делается по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

6.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Толщина быка была определена в пункте 1.3.1. Принимаем быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина паза рабочего затвора принимается 0,8 м, длина паза рабочего затвора принимается равной 1,0 м. Толщина быка между пазами 1,5 м.

Бык конструируют без сопровождения водослива с целью уменьшения веса быка, так как предварительные расчеты показали, что вес быка со стороны нижнего бьефа слишком высок. Ширина быка по гребню 27м

6.4.4 Устои

Устраиваются два отдельных устоя, один из которых отделяет водосливную плотину от глухой бетонной плотины, а другой – отделяет водосливную от станционной части плотины.

6.4.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются 3 смотровые галереи с шагом 12 м по высоте.

Одну из продольных галерей проектируется выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей: смотровая – 1,25х2 м; цементационная и дренажная – 3,5х4 м.

6.4.6 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Диаметр скважин для дренажа – 20 см, а расстояние между осями дрен – 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{\text{кр}}}, \quad (6.92)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

$$H_d = \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{min}} = 500 - 451 = 49 \text{ м} \quad (6.93)$$

γ_n – коэффициент надежности по ответственности класса;

$I_{\text{кр}}$ – критический средний градиент напора, для бетонной плотины принимаем $I_{\text{кр}} = 25$.

$$a_{\text{др}} \geq \frac{49 \cdot 1,25}{25} = 2,45 \text{ м} \quad (6.94)$$

Принимается $a_{\text{др}} = 2,45 \text{ м}$.

6.4.7 Элементы подземного контура плотины и нижнего бьефа

В основании плотины, проектируемой на скале, устраивается цементационная завеса и вертикальный дренаж.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot (500 - 451) = 24,5 \text{ м}, \quad (6.95)$$

где H_{max} – максимальный напор на плотину при НПУ и минимальном УНБ.

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 24,5 = 12,25 \text{ м} \quad (6.96)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 20 см с шагом 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}} = \frac{29,4 \cdot 1,25}{15} = 2,45 \text{ м} \quad (6.97)$$

где ΔH – напор на завесу

$J_{кр}$ – критический градиент напора в завесе

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 49 - 19,6 = 29,4 \text{ м} , \quad (6.98)$$

где H_d – полный фильтрационный напор,

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 500 - 451 = 49 \text{ м} \quad (6.99)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные, потеря напора на цем. завесе:

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 49 = 19,6 \text{ м} \quad (6.100)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_{под} = (2,034 \div 4,068) \text{ м} \quad (6.101)$$

Принимается $l_1 = 4,05 \text{ м}$.

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа:

$$l_2 = 6 \text{ м}.$$

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемых через плотину, устраиваются две водобойных плиты и рисберма.

Расчет толщины водобойной плиты произведен в пункте 6.4.1.

Длина первой водобойной плиты:

$$l_{вод} = (0,75 \div 1)l_{г.п.} = (41,27 \div 55,02) \text{ м} \quad (6.102)$$

где $l_{г.п.}$ – длина гидравлического прыжка,

$$l_{г.п.} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5(1,9 \cdot 12,05 - 0,887) = 55,02 \text{ м} \quad (6.103)$$

Принимается длина водобойной плиты: $l_{вод} = 50 \text{ м}$.

Длина второй водобойной плиты:

$$l_{вод} = (0,75 \div 1)l_{г.п.} = (24,39 \div 32,52) \text{ м} \quad (6.104)$$

где $l_{г.п.}$ – длина гидравлического прыжка,

$$l_{г.п.} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5(1,9 \cdot 7,81 - 1,83) = 32,52\text{ м} \quad (6.105)$$

Принимается длина водобойной плиты: $l_{вод} = 30$ м.

$$\delta_B = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h_c} = 0,15 \cdot 13,54 \cdot \sqrt{1,83} = 2,75\text{ м} \quad (6.106)$$

Плита водобоя получается слишком толстой поэтому производится анкерование и толщина водобойной плиты принимается $\delta_B = 2,5$ м.

где V_c – скорость струи в сжатом сечении;

$$V_c = \frac{Q_c}{B_{вод} \cdot h_c'} = \frac{1054,9}{40,68 \cdot 1,83} = 13,54 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.107)$$

Длина рисбермы:

$$l_{рис} = (0,4 \div 0,5)l_{вод} \quad (6.108)$$

Принимается

$$l_{рис} = 0,5l_{вод} = 0,5 \cdot 30 = 15 \text{ м} \quad (6.109)$$

Толщина рисбермы:

$$\delta_{рис} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{вод} = \frac{2}{3} \cdot 3 = 2 \text{ м} \quad (6.110)$$

Принимается толщина рисбермы 2 м. В конце рисбермы устанавливается зуб.

6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

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

6.5.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad: $S_{\text{пл}} = 947 \text{ м}^2$, $S_{\text{б}} = 1541 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{947 \cdot 8 \cdot 24}{8 + 3} = 16529,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.111)$$

где b – ширина пролета;

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

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1541 \cdot 3 \cdot 24}{8 + 3} = 10089,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.112)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 76^{1,5} \cdot 9,81 = 357,5 \text{ кН} \quad (6.113)$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (501 - 492 + 0,5) \cdot 8 = 76 \text{ м}^2 \quad (6.114)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{357,5}{8 + 3} = 32 \text{ кН/м} \quad (6.115)$$

6.5.3 Сила гидростатического давления воды

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

$$W_{\text{ВБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 53,2^2}{2} = 14151 \text{ кН}, \quad (6.117)$$

где $H_{\text{В}}$ – высота плотины:

$$H_{\text{В}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 500 - 446,8 = 53,2 \text{ м} \quad (6.118)$$

С нижнего бьефа:

$$W_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 4,2^2}{2} = 88 \text{ кН}, \quad (6.119)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле

$$H_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 451 - 446,8 = 4,2 \text{ м} \quad (6.120)$$

Гидростатическое давление пригруза со стороны нижнего бьефа:

$$W_{\text{пр}} = \gamma_{\text{В}} \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 5 = 50 \text{ кН} \quad (6.121)$$

6.5.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 4,2 \cdot 40,68 \cdot 10 = 1709 \text{ кН}, \quad (6.122)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле ;

$B_{\text{под}}$ – ширина подошвы, определена в пункте (6.4.1).

6.5.5 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 500 - 451 = 49 \text{ м} \quad (6.123)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 49 = 19,6 \text{ м} \quad (6.124)$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 49 = 7,35 \text{ м} \quad (6.125)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 378,9 \cdot 10 = 3789 \text{ кН}, \quad (6.126)$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.3.

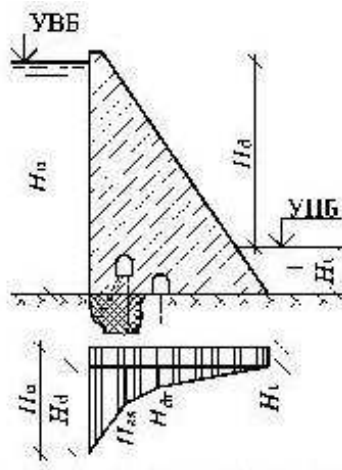


Рисунок 6.3 – Эпюра фильтрационного давления

6.5.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.127)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_H – толщина слоя наносов, $h_H = 3$ м;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20$;

$$p_H = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.128)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,1 \text{ кН} \quad (6.129)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$\begin{aligned} p_1 &= \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -102,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.130)$$

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

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

$$\begin{aligned}
&= (10 \cdot 3 + 15,05 \cdot 3,5) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{37}{2} \right) = \\
&= -89,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},
\end{aligned} \tag{6.131}$$

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

$$\gamma_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_{\text{в}} = 25 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 15,05 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \tag{6.132}$$

где n – пористость сухого грунта, для гранита $n = 0,005$.

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

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-102,2 - 89,1}{2} = -95,6 \text{ кН} \tag{6.133}$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитываем в дальнейших расчетах.

6.5.7 Волновое воздействие

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \tag{6.134}$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,19 \cdot \left(\frac{11,8}{\pi} + \frac{0,38}{2} \right) = 19,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \tag{6.135}$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 1,19$ м;

$\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 11,8$ м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 1,19^2}{11,8} = 0,38 \text{ м} \tag{6.137}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{11,8}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,19 = 1,43 \text{ м} \tag{6.138}$$

6.6 Оценка прочности плотины

6.6.1 Определение напряжений

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

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

Для удобства расчетов составляется таблица 6.2, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{ВБ}$	1	→	14151	14151	17,7	+250900,8
$W_{НБ}$	1	←	88	88	1,4	-123,5
$G_{пл}$	0,95	↓	16529	15703	7,8	-122954,3
G_6	0,95	↓	10090	9585	8,7	-83296,5
$W_{Вз}$	1	↑	1709	1709	0,0	0,0
$W_{ф}$	1	↑	3789	3789	11,4	+43346,2
E_H	1,2	→	22	27	4,0	+106,1
$W_{волн}$	1	→	23	24	50,5	+1184,8
$q_з$	0,9	↓	32	29	15,3	-446,3
$W_{пр}$	1	↓	50	50	18,0	+901,5

$$\sum N = G_{\text{пл}} + G_6 + q_3 - W_{\text{вз}} - W_{\text{ф}} + W_{\text{пр}} \quad (6.139)$$

$$\sum N = 15703 + 9585,3 + 29,2 - 1708,6 - 3789 + 50 = 19870 \text{ кН} \quad (6.140)$$

$$\sum M = 89618,7 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (6.141)$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины на подошве (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} + \frac{6\sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{19870}{40,68} + \frac{6 \cdot 89618,7}{40,68^2} = -146,6 \text{ кПа} \quad (6.142)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину

$B_{\text{под}}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.143)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа

$m_u^2 = \text{tg} \alpha$ – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -229,01 \cdot 0^2 - 10 \cdot 53,2 \cdot (1 - 0^2) = -532 \text{ кН/м}^2 \quad (6.144)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.145)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.146)$$

$$\sigma_1^u = -146,6 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 53,2 \cdot 0^2 = -146,6 \quad (6.147)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u = -10 \cdot 53,2 = -532 \quad (6.148)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6\sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{19870}{40,68} - \frac{6 \cdot 89618,7}{40,68^2} = -917,15 \text{ кПа} \quad (6.149)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.150)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= -917,15 \cdot 0,6^2 - 10 \cdot (451 - 446,8) \cdot (1 - 0,6^2) = \\ &= -139,45 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.151)$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа

$m_t = tg\alpha = tg31^\circ = 0,6$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4,2 - 917,15) \cdot 0,6 = 525,09 \quad (6.152)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.153)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= -917,15 \cdot (1 + 0,6^2) + 10 \cdot (451 - 446,8) \cdot 0,6^2 = \\ &= -1232,2 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (6.154)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,2 = -42 \text{ кПа} \quad (6.155)$$

По расчетам составим таблицу напряжений 6.3

Таблица 6.3 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-146,60	-532,00	0,00	-146,60	-532,00
Низовая грань	-917,15	-139,45	525,09	-42,00	-1232,20

6.6.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.156)$$

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

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

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

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1232,2}{0,95} = 1621 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.157)$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

$$2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1621 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.158)$$

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.159)$$

$$-146,6 \text{ кН/м}^2 < 0 \quad (6.160)$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u \quad (6.161)$$

$$146,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 53,2 = 133 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.162)$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.163)$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega \quad (6.164)$$

$$R = 19870 \cdot 0,75 + 110 \cdot 40,68 = 19377,3 \text{ кН/м} \quad (6.165)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 110 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 40,68 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВБ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} \quad (6.167)$$

$$F = 14151,2 - 88,2 + 23,5 + 26,5 = 14113 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.168)$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{19377,3 \cdot 0,95}{14113 \cdot 1} \geq 1,25 \quad (6.169)$$

$$1,3 \geq 1,25 \quad (6.170)$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности (1,38).

7 Охрана труда, техника безопасности, пожарная безопасность

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Абаканской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и на основании акта обследования состояния ГТС составляется декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Абаканской ГЭС

7.2.1 Общие положения

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

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

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Абаканской ГЭС;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;

- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала - должностные инструкции, а также для всех работников станции - охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система
- Управления охраной труда. Общие требования» [40];
- Распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении
- Положения о СУОТ» [41];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328; [42];
- РД 153-34.0-03.301-00 - «Правила пожарной безопасности для
- Энергетических предприятий» [43];
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [44];
- Другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.2.2 Требования по охране труда и противопожарной безопасности

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Абаканской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет задачи:

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

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно–правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда:

- ГОСТ 12.0.230–2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169–ст (ред. от 31.10.2013);

- РД 153–34.0–03.301–00. – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н (изм. на 19.02.2016 г);

- Другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

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

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

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли, сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно–технической

документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда» (изм. 27.04.2017).

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

Электроустановки Абаканской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может быть возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями РД 153–34–03.205–2001 «Правила безопасности при обслуживании ГЭС и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций».

При расположении электроустановок с большими токами замыкания на землю необходимо выполнять мероприятия:

- Вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

- Все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

- Должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

- Вокруг зданий следует устраивать асфальтирование отмостки шириной 1–1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна обеспечиваться термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны так, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400 °С).

На Абаканской ГЭС будут 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.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

7.2.3 Объекты водяного пожаротушения на Абаканской ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

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 вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно–пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.2.4 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния ГЭС

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Абаканская ГЭС расположена в республике Хакасия на реке Абакан.

Река Абакан образуется из слияния рек Большого и Малого Абакана. Длина составляет 357 км. Площадь бассейна — 32000 км².

Воды используются для орошения и получения электроэнергии.

Питание реки смешанное. Роль дождевых осадков в питании реки незначительна по следующим причинам:

- незначительное годовое количество осадков (около 700 мм);
- умеренное испарение с водной поверхности из-за воздействия высоких летних температур.

Рассматриваемая территория относится к континентальному климатическому району с холодной, длинной, снежной зимой и коротким, теплым, иногда жарким летом. Среднегодовые температуры — положительные, 0,5—2,1 °С. Средние максимальные температуры июля +26...+28 °С, экстремальные достигают +40...+42 °С. Средние минимальные температуры января –20...–24 °С, абсолютный зимний минимум –5–55 °С.

Основными, источниками загрязнения реки Абакан в рассматриваемом створе является строительство ГЭС, так как в неё не сбрасывается никаких отходов.

Растительность территории в районе строительства Абаканской ГЭС богата из-за особенностей климата и расположения гидроузла.

В районе площадки строительства Абаканского ГУ обитает 90 видов охотничьих ресурсов. Из них 50 видов млекопитающих, 40 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные – лось, олень благородный, олень пятнистый, кабан;
- пушные – заяц-русак, сурок-байбак, барсук, лисица, муфлон;
- птицы – сокол, орёл, перепел, куропатка, фазан, гусь, воробей, утка, аист, журавль.

К красно книжным, редким и исчезающим животным относятся: рысь, медведь, шакал, тарпан, сайгак, косуля, орел, коршун и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности красно книжных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Абаканского гидроузла на красно книжные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Воздействие Абаканской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.3.2 Водоохранные мероприятия по ГЭС

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение

оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

- Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
- Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;
- Сточные производственные воды сбрасывать в водоем незагрязненными;
- Хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоем очищать и хлорировать;
- Твердые осадки из отстойников вывозить на свалки.

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

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;
- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязненных вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

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

7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ;
- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;
- требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.
- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.
- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.
- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.
- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.
- навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.
- почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами две трети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные
 - разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
 - разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
 - разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
 - получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

- получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно-технические

- раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
- передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
- соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.3.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО - 2014 г. 8 22 201 01 21 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{2405600 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 108252 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (2405600 м³),

q- удельный норматив образования, % (q =1,8%),

p- плотность бетона, т/м³ (p =2,5 т/м³).

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО - 2014 г. 4 61 010 01 20 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{150 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 3 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (150 т)

q - удельный норматив образования, % (q =1,0%)

p- удельный вес арматуры, т/м³ (p =2,0 т/м³)

Таким образом, в результате строительства будет образовано 108252 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 3 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Абаканского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

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

7.3.6 Основные мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации ГЭС

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по предотвращению ухудшения качества воды реки Абакан от сбросов Абаканской ГЭС ниже по течению реки.

В первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод.

Выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике.

Объёмы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

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

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность, МВт	248	248	248	248	248
Число часов использования установленной мощности	3323	3323	3323	3323	3323
Выработка электроэнергии, МВт·ч	824000	824000	824000	824000	824000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	2	2	2	2
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	16480	16480	16480	16480	16480
Объём реализации электроэнергии, МВт·ч	807520	807520	807520	807520	807520
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1 143	1 175	1 206	1 235	1 262
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	183,31	753,79	773,67	792,28	809,6
НДС к выручке, млн. руб.	30,55	125,63	128,95	132,05	134,93

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) [1] с учетом реализованной электроэнергии.

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.

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производственного процесса, создания продукции.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) – 0,02%

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	41,47
Прочие расходы	274	44,53
Итого		86

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	22
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1,54
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,45
Итого		22,99

Текущие затраты по гидроузлу с 2022 г. по 2025 г. приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб.	232,88	416,18	581,04	699,23
Расходы на страхование, млн. руб.	37,11	57,55	77,33	82,29
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	86	206,39	206,39	206,39
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	46,39	71,94	96,66	102,86
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	29,99	57,57	57,57	57,57
Налог на воду, млн. руб.	23,72	37,97	37,97	37,97
Итого, млн. руб.	776,06	857,72	829,75	817,76

Из таблицы 8.5 можно увидеть, что текущие затраты по гидроузлу увеличиваются за счет ежегодного увеличения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Структура текущих затрат по гидроузлу представлены на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

8.2.1 Налоговые расходы

Налоговые расходы после, окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный и федеральный бюджеты в соответствии с налоговым кодексом РФ и включают в себя:

- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на воду – 4,8 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;
- налог на добавленную стоимость (НДС) – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труд.

Предполагаемые налоговые расходы за 2031-2035 гг. приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Год	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн. руб.	368,87	403,51	443,95	479,3	515,3
НДС, млн. руб.	140,24	697,81	714,63	731,47	747,08
Взносы в соц. фонды, млн. руб	0,76	0,72	0,57	0,057	0,57
Налог на имущество, млн. руб.	189,9	177,77	162,22	146,67	131,12
Итого	699,77	1279,81	1321,37	1357,5	1394,07

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляют НДС (54%) и налог на прибыль (35%).

Из таблицы 1.6 ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС и налога на прибыль.

8.3 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлена в млн. руб в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	1299,58	3213,8	3315,19	3407	3496,5
Текущие расходы, млн.руб.	450,01	847,6	1056,9	1186,3	1177,9
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1 300	3213,8	3315,19	3407	3496,5
ЕВИТ (прибыль до налогообложения) , млн.руб.	479,29	1911,41	1819,74	1848,6	2028
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	35,95	382,28	363,9	369,72	405,6
НОРАТ (чистая прибыль) , млн.руб.	443,33	1529,12	1455,79	1478,9	1622,5
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 8.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки.

Чистая прибыль активно растет, что позволяет быстро и в больших объёмах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 8.2.

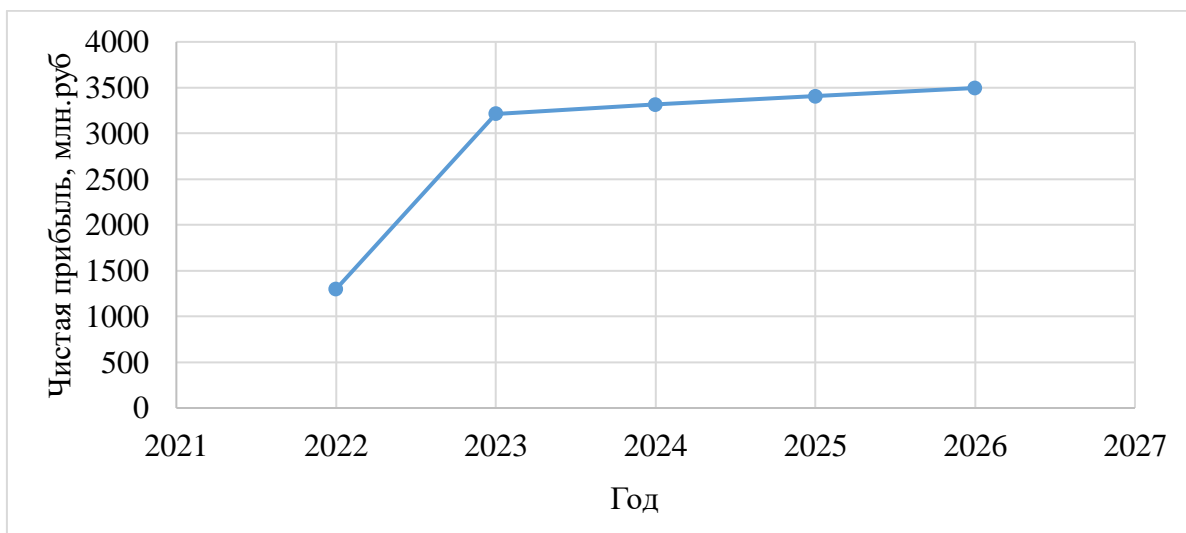


Рисунок 8.2 – Динамика чистой прибыли

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проект Указан на рисунке 8.3.

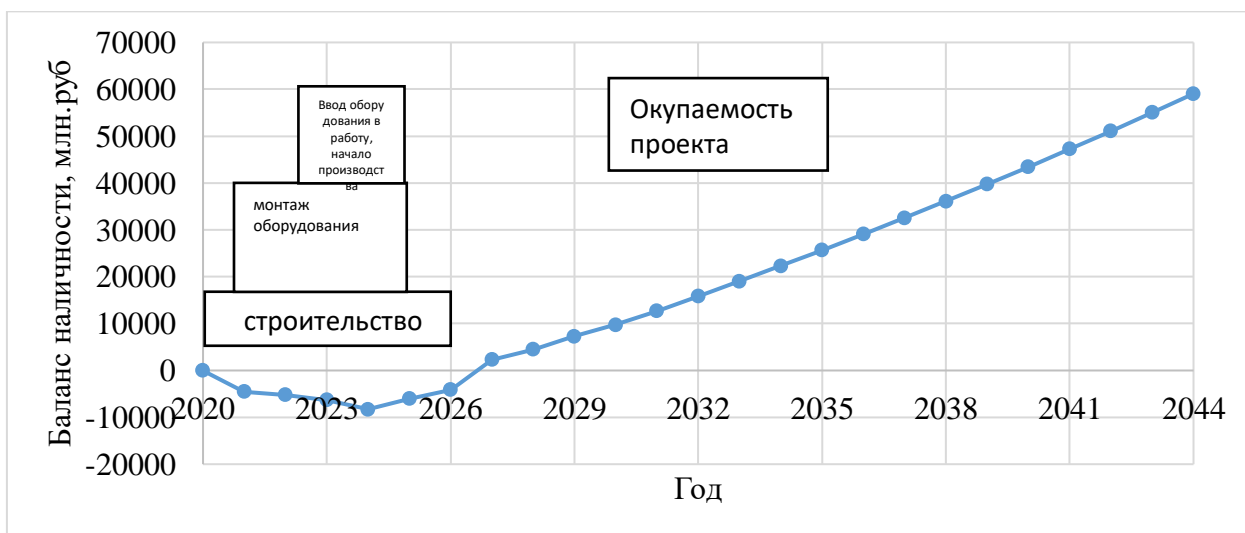


Рисунок 8.3 – Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проект

8.3 Оценка инвестиционного проекта

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

8.4 Методология и исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [2].

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием программного продукта «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Пясинской ГЭС составляет 25 лет;
- созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской экономики.
- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Динамика тарифов на электроэнергию принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.5 Коммерческая эффективность

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций, представленных в таблице 8.8.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии и мощности Пясинской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	89
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	1308,46
Индекс прибыльности – PI	2,46
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	23,26
Себестоимость руб./кВт·ч	0,42
Удельные капиталовложения, руб./кВт	76532

Из показателей, которые приведены в таблице 8.8 видно, что период окупаемости составляет 7,4 года, такой срок будет приемлем и не убыточен для проекта.

Также индекс прибыльности больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

8.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2021	2022	2023	2024	2025
В Федеральный бюджет, млн. руб.	13,31	23,76	414,69	403,95	547,95
В региональный бюджет, млн. руб.	8,54	70,33	123,2	165,4	189,9
Налоговые поступления, млн. руб.	21,85	94,09	537,89	569,35	737,85

Как видно из таблицы 8.9 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Происходит постепенный ввод в эксплуатацию новых мощностей, и связанный с этим рост производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

8.7 Анализ чувствительности

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

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

- Ставки налогов (рисунок 8.4);
- Цены сбыта (рисунок 8.4);
- Ставки дисконтирования (рисунок 8.5);

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

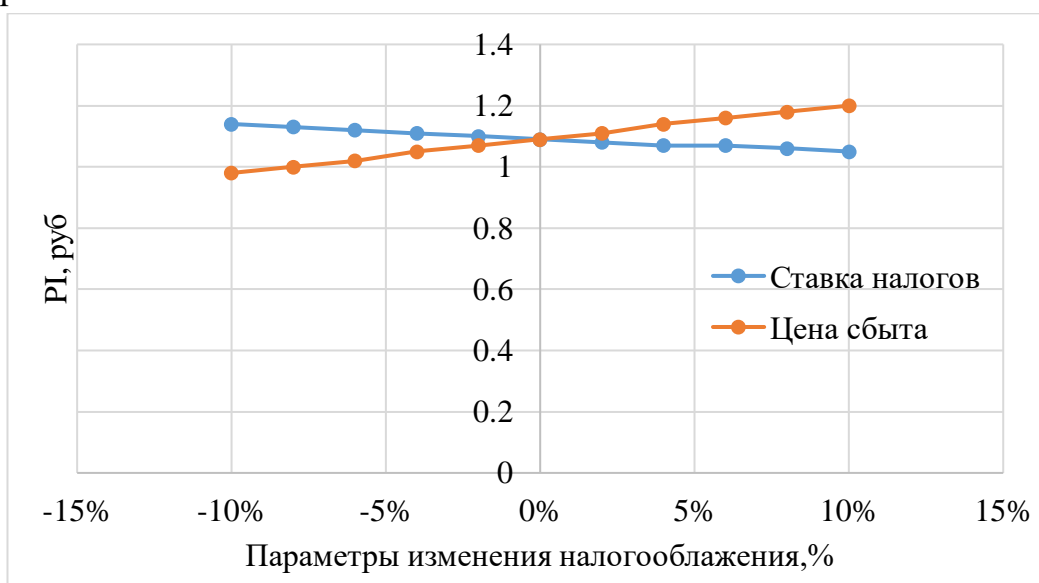


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов и цены сбыта

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI.
Увеличение цены сбыта – увеличение величины PI.

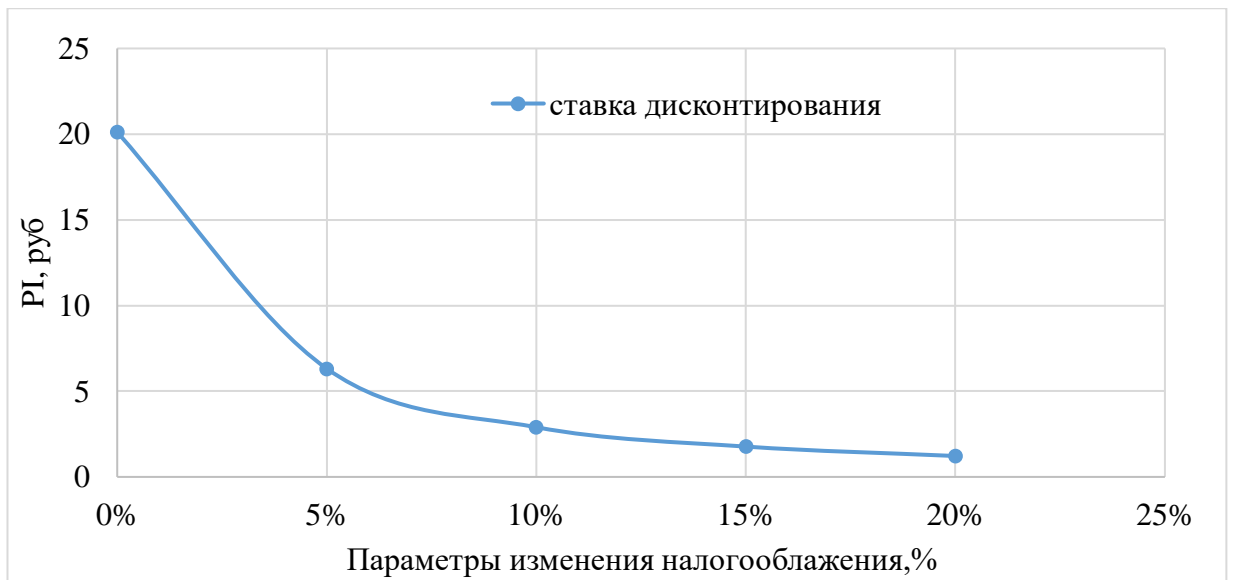


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

9 Фазоповоротный трансформатор. Область применения, Принцип действия

Фазоповоротный трансформатор (ФТ) представляет собой особый вид преобразующих устройств, используемый для изменения фазных характеристик напряжения.

9.1 Принцип работы

В основе работы трансформатора лежит явление фазового сдвига, появляющегося при прохождении тока через распределенные элементы электрических цепей. Вследствие его появления отдаваемая в нагрузку полезная мощность снижается, что недопустимо при значительной ее величине (она связана с фазными характеристиками через косинус угла между векторами напряжений на входе и выходе).

Сдвиг появляется на стороне приемника и измеряется по отношению к источнику энергоснабжения, находящемуся на распределительной подстанции. Эта особенность передачи энергии по трехфазным цепям позволяет целенаправленно управлять ее потоками между отдельными линиями (при условии, что к ним подключены нагрузки).

Благодаря этому удается восстановить баланс, нарушенный из-за несимметричности параметров линейных цепей методом искусственной компенсации появившейся разницы фаз. Принцип действия фазосдвигающего устройства как раз и состоит в том, чтобы компенсировать сдвиг на стороне потребителя.

Причина несимметричности нагрузок в различных цепях – непропорциональность их подключения к различным фазам одной и той же питающей линии.

Дополнительная информация: Каждая из подводимых к жилым или промышленным объектам фаз «работает» на свою группу нагрузок, состав которых постоянно меняется.

В результате этого возможны перегрузки отдельных линий и как следствие – возрастание неэффективных потерь, а также угроза выхода из строя станционного оборудования.

9.2 Устройство трансформатора

Схема включения

Каждый фазоповоротный трансформатор принцип работы которого был рассмотрен в предыдущем разделе, состоит из двух преобразователей напряжения, отличающихся схемой включения. В его состав

входят(параллельный трансформатор (ПТ); последовательное его дополнение (можно обозначить его как ПсТ):

Первичные обмотки ПТ включаются параллельно линейной цепи по общеизвестной схеме типа «треугольник»

Вторичные же выполнены в виде полностью изолированных катушек с отводами от отдельных витков. Одним своим концом они подключаются к первичным обмоткам ПсТ, ответные части которых наглухо заземляются.

Вторичные обмотки последовательного трансформатора – это три изолированные фазы, включенные в разрыв основных питающих цепей. Из приведенной выше схемы следует, что трансформатор ПсТ подключается по схеме «звезда» (с наглухо заземленной нейтралью).

Такое включение обеспечивает дополнительный сдвиг фазы питающего напряжения на 90 градусов относительно сигнала, приходящего со стационарного оборудования.

По этой причине другое название этих устройств – фазопоротный или кросс-трансформатор. Они способны работать как самостоятельно, так и в составе агрегатов, в которые входят преобразователи других типов. Из схемы включения также видно, что нагрузки к нему подключаются через фазные вторичные обмотки ПсТ.

Эффект коррекции фаз

Последствия коррекции фаз могут быть представлены в виде поправок, которые вносятся в цепи после установки в них фазовращательных устройств. Для успешной работы таких трансформаторов при их проектировании должны учитываться следующие моменты:

- В нагрузках формируется питающее напряжение, состоящее из суммы двух компонентов (вектора источника и величины, вносимой фазовращателем).
- Добиться компенсации потерь в линии удастся за счет изменения второй компоненты.
- Для управления характеристиками ФТ во вторичной обмотке ПТ предусмотрены регулируемые отводы в виде реостата.
- При изменении положения движка регулятора меняется вторая составляющая фазной суммы, компенсируя «набежавший» в линии сдвиг.

Таким путем осуществляется коррекция фазной разницы между векторами напряжений источника и потребителя, возникающего из-за распределенных параметров линий и неравномерности нагрузки.

9.3 Особенности фазовращающих устройств

Особенностью фазосдвигающего трансформатора является возможность его использования только в промышленных целях, масштабы которых оправдывают затраты на изготовление такого агрегата. Для личных потребительских нужд (в частных хозяйствах, например) его применение неоправданно и совершенно бессмысленно.

К специфике этих устройств также относят:

- Значительные габариты, сравнимые с размерами линейных трансформаторов питающих подстанций.
- Низкий КПД, определяемый потерями в собственных электрических цепях.
- Высокая стоимость изготовления и установки преобразовательного оборудования.

Стоимость фазопоротных трансформаторов из-за сложности их схемы довольно велика. Однако затраченные на них средства с лихвой окупаются тем выигрышем, который удастся получить за счет оптимизации работы нагрузочных цепей. Особую актуальность приобретает это обстоятельство при эксплуатации линий, в которых устанавливаются достаточно мощные потребительские нагрузки.

9.4 История и перспективы

История появления трансформаторов этого класса не очень богата датами и событиями, хотя первые упоминания и достоверная информация о них появилась еще в 1969 году. В дальнейшем в конце века они были введены в эксплуатацию в ряде европейских стран (в 1996 году – во Франции и Германии, в частности). В Бельгии, Голландии и Казахстане они появились чуть позже – к 2009-му году.

В России решение об использовании фазосдвигающих трансформаторов было принято много лет назад, однако их разработка по-прежнему находится в стадии проектирования. Опыт, накопленный специалистами многих стран в части эксплуатации ФТ, свидетельствует о целесообразности их применения в мощных и разветвленных трехфазных цепях. Он однозначно подтверждает все теоретические выкладки и согласуется с ними при оценке эффективности работы электрических сетей после установки в них корректирующих устройств.

В заключение отметим, что перспективность развития систем управления фазовыми характеристиками трехфазных цепей все чаще увязывается с внедрением современной микропроцессорной техники. Для эффективного их применения помимо быстродействующих контроллеров потребуется комплект чувствительных измерительных датчиков. С их помощью можно будет организовать статистические исследования характера изменений параметров контролируемых цепей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Абаканского гидроузла на реке Абакан, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % и поверочного 0,1 % равных 1352 и 1559 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана примерная установленная мощность, равная 390 МВт и среднесуточная выработка 0,99 млрд кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- Максимальный: 43,7 м;
- расчетный: 35,0 м;
- минимальный: 33,3 м.

При выборе турбин рассматривалось пять вариантов ПЛ50-В, ПЛД50-В60, ПЛ60-В, ПЛД60-В60 и РО45-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами РО45-В-560.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 83,3 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1160/180-72 с номинальной активной мощностью 88 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства на 6 (3 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). ОРУ 220 кВ - "две рабочие и обходная система шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-125000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-4000/10/6 УЗ, для ВЛЭП - сталеалюминевые провода марки АС - 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая.

В состав сооружений входят:

- Левобережная глухая бетонная плотина – 180,00 м;
- Водосбросная бетонная плотина гравитационного типа с донными водосбросами – 30,00 м + 15,00 м;

- Глухая плотина, сопрягающая водосливную и станционную части - 11,00 м;
- Станционная бетонная плотина – 143,00 м;
- Правобережная глухая бетонная плотина – 133,50 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 40,68 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 446,80 м;
- число водосливных отверстий -2;
- ширина водосливных отверстий в свету - 8 м;
- отметка гребня – 504,80 м;
- ширина гребня – 27,00 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,38 (нормативное значение для сооружений I класса - 1,38). Таким образом, плотина Абаканского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 7 лет, 5 месяцев;
- себестоимость - 0,42 руб/кВт ш
- удельные капиталовложения – 76532 руб./кВт.

Таким образом, строительство Абаканской ГЭС является обоснованным, в том числе, с точки зрения экономических показателей.

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. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. - Введ. 30.07.2012 - Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро, 2012. - 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научнопроизводственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». - Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. - Введ. 01.07.1985 - Москва : Стандартинформ, 2008. - 8 с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. - Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 - Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. - 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - Москва : Машиностроение, 1973. - 248 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
10. 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.
11. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.- Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. - 617с.
12. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. - Ленинград : ЛГТУ, 1991. - 80 с.

13. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. - Красноярск : СФУ, 2007. - 232 с.
14. 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.
15. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». - Режим доступа: <http://www.transformator.com>.
16. Каталог «Сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // ООО «Электронмаш-Инжиниринг». - Режим доступа: <http://www.electronmash.ru/>.
17. 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.
18. 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.
19. 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.
20. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. - Москва : Стандартиформ, 2008. - 15 с.
21. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. - Москва : Стандартиформ, 2008. - 6 с.
22. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергомеханический завод». - Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>.
23. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». - Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.
24. Правила устройства электроустановок : изд. 7. - Москва : ДЕАН, 2013. - 706 с.
25. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». - Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
27. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения

26. 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». - Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
27. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». - Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
28. 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.
29. Техническая политика ОАО «РусГидро» - 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.
30. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. - Введ. 01.01.2013 - Москва : ОАО ЦПП, 2012. - 40 с.
31. 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.
32. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. - Ленинград: Энергоиздат, 1982. - 672с.
33. 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.
34. 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.
35. 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.
36. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. - Введ. 20.05.2011 - Москва : ОАО ЦПП, 2011. - 111 с.
37. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования». [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
38. Распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ». [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
39. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328 [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.

40. РД 153-34.0-03.301-00 - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
41. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
42. Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
43. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
44. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
45. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
46. Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
47. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
48. Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
49. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
50. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
51. Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
52. Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02

№73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.

53. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.

54. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.

55. Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.

56. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.

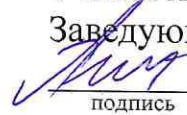
57. Стандарт организация ОАО «РусГидро» на 2012-2037.

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АБАКАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АБАКАН.
ФАЗОПОВОРОТНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ,
ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ.

Руководитель


подпись, дата


инженер I категории

должность, ученая степень

Размахнин М.С.

инициалы, фамилия

Выпускник

 02 07 2020
подпись, дата

Цыклинский Д.Н.


инициалы, фамилия


Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Абаканской ГЭС на реке Абакан. Фазоповоротный трансформатор. Область применения, принцип действия».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР


подпись, дата


инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты


подпись, дата


инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата


инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика


подпись, дата


инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла


подпись, дата


инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата


инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата


инициалы, фамилия