

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ М.В. Кочетков
«__» _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВИЛЮЙСКОЙ ГЭС-2 НА РЕКЕ ВИЛЮЙ.
СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ГЭС**

Руководитель _____
подпись, дата
инициалы, фамилия

И.Ю. Погоняйченко
должность

Выпускник _____
подпись, дата
инициалы, фамилия

В.Ю. Васильченко

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы на тему
«Проектирование Виллойской ГЭС-2 на реке Виллой. Система оперативного
постоянного тока ГЭС»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

фамилия

подпись, дата

инициалы,

Основное и вспомогательное
оборудование

фамилия

подпись, дата

инициалы,

Электрическая часть

фамилия

подпись, дата

инициалы,

Релейная защита и автоматика

фамилия

подпись, дата

инициалы,

Компоновка и сооружения

гидроузла

фамилия

подпись, дата

инициалы,

Пожарная безопасность.

Охрана труда.

фамилия

подпись, дата

инициалы,

Охрана окружающей

среды

фамилия

подпись, дата

инициалы,

Технико-экономические показатели

фамилия

подпись, дата

инициалы,

Нормоконтролер

фамилия

подпись, дата

инициалы,

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВИЛЮЙСКОЙ ГЭС 2.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	10
1.1 Топографическая основа.....	10
1.2 Гидрологические данные	11
1.2.1 Кривые обеспеченности расходов.....	12
1.2.2 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.	14
1.3 Исходные данные Вилюйской ГЭС 2	15
1.4 Структура энергосистемы	15
1.5 Природно-климатические условия и потребители	16
1.5.1 Климат.....	16
1.5.2 Сейсмологические условия.....	16
1.5.3 Геология.....	16
1.5.4 Кривые связи	17
1.5.5 Суточные графики нагрузки, интегральные кривые нагрузки	18
1.5.6 Годовые графики нагрузки	20
2 Водно-энергетические расчеты	21
2.1 Водно-энергетические расчеты без регулирования с учетом ВХК. Баланс энергии	21
2.2 Водно-энергетический расчет сработки и наполнения водохранилища по маловодному году	23
2.3 Гарантированные мощности.....	23
2.4 ИКН. Выбор рабочей мощности.....	24
2.5 Планирование резервов и кап. ремонтов. Определение установленной мощности ГЭС, расчет баланса мощностей	24
2.6 Водно – энергетический расчет сработки и наполнения водохранилища средневодного года. Средняя многолетняя выработка	25
3 Выбор основного и вспомогательного энергетического оборудование.....	27
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	27
3.1.1 Построение режимного поля	27
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	29
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	32
3.3 Выбор гидрогенератора.....	34
3.4 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала.....	34
3.5 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника	35
3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	37
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора	37
4 Электрическая часть	38
4.1 Исходные данные	38
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	38

4.3	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	39
4.3.1	Выбор синхронных генераторов	39
4.3.2	Выбор повышающих трансформаторов	40
4.3.3	Выбор трансформаторов СН.....	41
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	42
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	43
4.6	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	44
4.7	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	44
4.7.1	Расчёт исходных данных.....	44
4.8	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	47
4.9	Выбор аппаратных комплексов	48
5	Релейная защита и автоматика.....	50
5.1	Перечень защит основного оборудования	51
5.2	Описание защит и расчет их уставок	52
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	52
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0)).....	55
5.2.3	Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	57
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	58
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок ($I1$)	61
5.2.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$	63
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	66
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	67
6	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений	68
6.1	Исходные данные	68
6.2	Определение класса и отметки гребня плотины.....	68
6.2.1	Определение класса гидротехнических сооружений.....	68
6.2.2	Определение отметки гребня плотины.....	69
6.3	Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины и глубинного водосброса.....	71
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	71
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	73
6.3.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	74
6.3.4	Построение профиля водосливной грани.....	76
6.3.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	76
6.3.6	Гашение энергии по способу водобойной стенки	77
6.3.7	Пропуск расходов через глубинные водосбросы	78
6.4	Конструирование плотины.....	79
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	79

6.4.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	81
6.4.3	Быки.....	81
6.4.4.	Устои	82
6.4.5	Расчет фильтрации в основании бетонной плотины.....	82
6.4.6	Основные размеры дренажа в основании плотины.....	83
6.4.7	Дренаж в теле плотины	83
6.4.8	Галереи в теле плотины.....	84
6.4.9	Ширина плотины по гребню.....	84
6.4.10	Расчет водобоя.....	84
6.4.11	Рисберма	85
6.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	85
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	85
6.5.1.1	Вес сооружения.....	85
6.5.1.2	Сила гидростатического давления воды	86
6.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	87
6.5.1.4	Сила фильтрационного давления.....	87
6.5.1.5	Давление наносов.....	88
6.5.1.6	Волновое давление.....	88
6.5.2	Расчет прочности плотины	89
6.5.2.1	Определение напряжений	89
6.5.2.2	Критерии прочности плотины	91
6.5.2.3	Расчет устойчивости плотины.....	92
7	Определение технико-экономических показателей	93
7.1	Объём производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	93
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	93
7.3	Налоговые расходы.....	96
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	96
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	97
7.5.1	Методология, исходные данные.....	97
7.5.2	Коммерческая эффективность	98
7.5.3	Бюджетная эффективность	98
7.6	Анализ чувствительности.....	98
8	Мероприятия по охране окружающей среды Вилуйской ГЭС 2. Охрана труда и пожарной безопасности.....	101
8.1	Общие сведения, охрана окружающей среды.....	101
8.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	102
8.3	Безопасность гидротехнических сооружений.....	104
8.4	Пожарная безопасность, охрана труда.....	106
9	Система оперативного постоянного тока ГЭС.	110
9.1	Назначение оперативного постоянного тока, основные понятия, состав и режимы работы системы оперативного постоянного тока.....	110
9.2	Выбор основного оборудования СОПТ для проектируемой ГЭС.....	112

9.2.1	Определение требуемого количества элементов АБ.....	112
9.2.2	Выбор аккумуляторной батареи и ее емкости:	112
9.2.3	Выбор устройства заряда-подзаряда.....	117
9.2.4	Выбор шкафов управления оперативным током (ШУОТ).....	118
9.3	Принципы построения и требования к схемам СОПТ.....	118
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		120
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		122
Приложения А-Е.....		124-138

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВИЛЮЙСКОЙ ГЭС 2

Наименование ГЭС	Вилюйская ГЭС 2 на реке Вилюй;
Местонахождение ГЭС	Республика Саха (Якутия);
Тип проектируемой установки	Гидроэлектростанция;

Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний	627 м ³ /с;
б) всех турбин	998,16 м ³ /с;
в) максимальный с обеспеченностью 0,1%	973,21 м ³ /с;
г) максимальный с обеспеченностью 0,01%	10303,87 м ³ /с;
д) минимальный	150 м ³ /с;

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока	годовой;
б) отметка: НПУ	246,00 м;
ФПУ	247,00 м;
УМО	240,61 м;
в) Полный объемы водохранилища:	40,44 км ³ ;
г) Полезный объём водохранилища:	7,93 км ³ ;

Напоры ГЭС:

а) максимальный	65 м;
б) расчетный	51,6 м;
в) минимальный	49 м;

Энергетические характеристики:

а) мощность установленная	640 МВт;
в) Среднемноголетняя выработка электроэнергии	2,38 млрд. кВт·ч;
г) Число часов использования установленной мощности	3725 час;

Плотины:

а) гравитационная водосливная плотина, материал бетон;	
б) левобережная глухая бетонная ;	
в) правобережная глухая бетонная;	
г) стационарная гравитационная плотина, материал бетон;	
д) общая длина	725 м;
е) максимальная высота	74,4 м;

Водобросные сооружения:

а) тип гашения:	водобойная стенка;
б) число пролетов	6;
в) общая длина	172 м;
г) максимальная высота	74,4 м;

Здание ГЭС:

а) тип здания	приплотинное;
б) число агрегатов	4;
в) тип спиральной камеры	металлическая;
г) тип отсасывающей трубы:	изогнутая;
д) размеры:	
- общая длина	134 м;
- ширина	50 м;

Основное оборудование:

а) тип турбины	РО-75а-В-670;
б) тип генератора	СВ -1240/245-64;
в) мощностью	180 МВ·А;
г) частота вращения	93,8 об/мин;
д) тип трансформаторов	ТДЦ200000/220;
е) количество	4;

Технико-экономические показатели:

а) период окупаемости	107 месяца;
б) себестоимость энергии	11 коп/кВт·ч;
в) удельные капитальные вложения	72447,55 руб/кВт;

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика играет важную роль, как для обычного потребителя, так и для всей промышленности. В настоящее время, в связи с развитием технологий растет число потребителей электрической энергии. Правильное использование ресурсов электроэнергетики создают необходимые условия для роста экономики и повышения качества жизни населения страны.

Гидроэнергетика является наиболее эффективным способом получения электроэнергии, так как имеет высокое значение коэффициента полезного действия гидротурбин. Себестоимость производства электроэнергии на гидростанциях существенно меньше, чем на атомных и тепловых станциях, так как не требуется топливная составляющая, а используется возобновляемый источник энергии – текущая вода. Изменяя скорость водяного потока можно легко контролировать производительность гидроэлектростанции, благодаря чему гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Это позволяет покрывать неравномерную часть графиков нагрузки.

Гидроэлектростанции считаются экологически безопасным объектом, так как не использует нефть, газ, твердого топлива и ядерного горючего, тем самым не загрязняет атмосферу и окружающую среду.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции и в процессе проработки, нахождение оптимальных проектных решений. В проект входят такие аспекты, как определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования, расчет гидротехнических сооружений, охрана окружающей среды и труда, а так же экономическое обоснование реализации проекта.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Топографическая основа

Створ Вилюйской ГЭС 2 располагается на реке Вилюй, Республика Саха. Вблизи располагается: пгт. Чернышевский. Истоки реки расположены на Вилюйском плато Среднесибирского плоскогорья, недалеко от рек бассейна Нижней Тунгуски. Верхнее течение реки направлено с севера на юг, затем, приняв текущую ему навстречу реку Чону, Вилюй резко поворачивает на восток и сохраняет направление, близкое к широтному, до самого устья, в одном месте большой и крутой излучиной выгибаясь к югу. Средний многолетний расход воды у посёлка Чернышевский — около 600 м³/сек.

На территории Якутии применяется время трёх часовых поясов. Западная и центральная часть, крупные населённые пункты Якутск, Нерюнгри, Мирный, Хандыга находятся в часовой зоне МСК+6. Топографическая карта представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Топографическая карта

1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Вилюй за период 1923-1972 гг представлены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Тимптон

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.}
1923	6	5,4	4,9	4,9	580	4138	1086	614	296	80	20	6,9	570
1924	5,4	5,3	5,3	5,3	1124	3529	1142	1003	450	93	26	9,8	617
1925	7,4	7,3	7,3	7,3	569	3447	1142	1208	351	45	13	10,1	568
1926	5,3	4,8	4,4	4,2	544	3509	607	634	294	93	19	6,8	477
1927	9,9	9,6	11,8	9,3	616	3520	1011	1576	518	62	13	10	614

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.}
1928	4,7	4,6	4,5	4,2	2244	7914	1613	1769	260	69	19	5,9	1159
1929	4,8	4,4	4,3	4,2	868	4115	1163	671	480	82	21	7,9	602
1930	4,8	4,3	4,6	5,2	744	2366	2345	592	464	97	22	6,2	555
1931	4,8	4,6	4,3	4,1	550	3083	1013	1476	342	62	19	6,7	547
1932	9,9	9,4	8,9	8,9	582	3514	1381	945	294	142	36	13,4	579
1933	5,9	5,6	5,3	5,3	613	4657	1032	611	284	61	22	8,5	609
1934	4,5	4,3	4,3	4,5	1059	4505	1015	2213	743	109	22	8,2	808
1935	5,6	4,9	4,9	6,3	674	4341	1735	685	493	56	22	8,9	670
1936	6,1	5,6	5,5	5,3	797	5111	1626	1302	531	72	22	8,9	791
1937	5,9	5,4	5,1	5,4	722	2646	1740	1241	368	88	18	6,8	571
1938	5,6	5,3	5,1	5,1	1293	8253	1395	1123	943	106	29	9,2	1098
1939	9,3	8,8	8,5	8,2	783	5464	1506	775	603	93	23	8,5	774
1940	4,6	4,3	4,1	4,1	371	2423	501	727	311	54	15	6,9	369
1941	5,2	5,5	5,3	5,2	431	3638	373	439	169	62	17	7,7	430
1942	5,7	4,6	4,2	4,4	578	3824	1053	897	372	81	49	7,8	573
1943	4,4	3,9	3,9	3,9	2440	4022	1562	808	339	76	15	4,5	774
1944	12,2	11,3	10,6	10,3	779	2517	2262	1761	406	155	31	12,2	664
1945	5,8	5,6	5,3	5,1	527	2184	1270	906	187	86	30	10,5	435
1946	5,6	6	5,4	5,2	813	4796	1218	2128	490	232	26	9,1	811
1947	5,7	5,3	4,9	4,9	844	3242	1443	711	265	50	23	6,7	550
1948	5,1	5,6	5,4	5,1	544	3425	1167	935	330	68	22	7,2	543
1949	4,7	4,2	4,1	4,6	596	4472	803	815	361	57	12	5,3	595
1950	4,7	4,2	4,1	4,6	938	3273	1197	617	407	114	22	8,2	549
1951	10,6	10,4	10,3	10,8	626	4238	1337	1423	511	85	33	11,1	692
1952	5,9	5,4	5,3	5,2	1301	7220	917	907	348	103	34	10,3	905
1953	10,6	9,6	9,4	9,2	3122	4388	1200	1300	657	120	37	12,7	906
1954	5,3	4,3	4,1	4,2	740	4371	1299	974	548	92	17	8,8	672
1955	5,5	3,9	3,9	3,9	1040	6271	1112	918	365	108	24	8,7	822
1956	5,5	5,4	5,2	5,2	975	2636	1049	914	484	81	17	7,4	515
1957	11,3	11,2	11,1	11,4	730	2112	1732	880	410	85	23	11,4	502
1958	5,5	5,3	5,2	5,6	590	2943	994	1197	556	350	23	6,8	557
1959	5,3	5,2	5,1	5,1	643	3940	1280	740	245	72	16	5,1	580
1960	4,6	4,3	4,2	4,1	746	2420	887	906	396	94	16	4,9	457
1961	4,5	4,3	4,2	4,1	646	2595	1660	935	251	78	25	6,7	518
1962	9,3	9,1	9,1	9,5	1108	2387	2058	1448	597	63	26	12,4	645
1963	4,4	4,1	4,1	4,9	775	6024	1880	1067	582	109	21	8,1	874
1964	5,4	4,9	4,9	4,9	457	2472	964	783	241	49	12	6,4	417
1965	3,9	3,9	3,9	3,9	517	2559	1091	1058	418	119	21	6	484
1966	4,2	4,2	4,1	4,1	1029	3033	1002	822	222	43	17	6	516
1967	4,9	4,4	4,2	4,2	413	2215	803	1021	289	109	13	8,1	407
1968	4,7	4,4	4,2	5,1	514	3144	1358	706	224	51	23	7,1	504
1969	5,1	4,3	4,2	4,4	1917	4115	1347	491	312	68	22	7,2	691
1970	3,9	3,9	3,9	4,7	1423	4772	803	855	361	57	12	5,3	692
1971	5,7	5,2	4,9	4,9	934	3273	1197	617	407	114	22	8,2	549
1972	11,6	11,4	11,3	10,9	538	3235	1107	1072	273	85	33	11,1	533

1.2.1 Кривые обеспеченности расходов

В качестве исходных данных задан гидрологический ряд среднемесячных расходов воды за период в 50 лет в створе реки. Рассчитаем среднегодовые значения расходов каждого года, а также среднемесячные значения и среднемноголетний расход.

Разделим год на два основных периода: половодье и межень.

Определив границы, вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания.

По результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности.

$$P = \frac{m}{n + 1}, \quad (1.1)$$

где m – порядковый номер расхода в убывающем году;

n – общее число лет в статистическом году.

Маловодный год определяется по расходу, соответствующему 90% обеспеченности, средневодный-50% обеспеченности.

Результаты расчётов представлены в таблица 1.2.

Таблица 1.2 – Данные для кривых обеспеченности

P %	Ср.годовой		Ср.половодье		Ср.межень	
	Годы	Q _{ср.год} ,М ³ /с	Годы	Q _{полов.} ,М ³ /с	Годы	Q _{меж.} ,М ³ /с
2	1928	1159	1928	3385	1938	139
4	1938	1098	1938	3016	1958	120
6	1953	906	1952	2586	1934	112
8	1952	905	1953	2503	1953	108
10	1963	874	1963	2437	1946	97
12	1955	822	1955	2335	1939	95
14	1946	811	1946	2239	1963	92
16	1934	808	1936	2209	1962	92
18	1936	791	1943	2208	1954	85
20	1939	774	1934	2198	1951	85
22	1943	774	1939	2132	1936	82
24	1951	692	1969	1968	1944	81
25	1970	692	1970	1963	1927	80
27	1969	691	1951	1906	1956	76
29	1954	672	1935	1859	1929	76
31	1935	670	1954	1846	1930	76
33	1944	664	1944	1830	1935	75
35	1962	645	1962	1750	1924	75
37	1924	617	1933	1728	1965	72
39	1927	614	1929	1704	1957	72
41	1933	609	1924	1700	1971	71
43	1929	602	1927	1681	1950	71
45	1949	595	1949	1672	1942	66
47	1959	580	1959	1651	1960	66
49	1932	579	1932	1606	1932	65
51	1942	573	1923	1605	1955	65
53	1937	571	1925	1592	1952	65
55	1923	570	1942	1588	1937	63
57	1925	568	1937	1587	1949	57
59	1958	557	1947	1560	1970	56
61	1930	555	1931	1531	1943	56
63	1947	550	1948	1518	1925	56
65	1950	549	1930	1512	1948	56
67	1971	549	1950	1506	1931	56
69	1931	547	1971	1505	1972	56

Окончание таблицы 1.2

P %	Ср.годовой		Ср.половодье		Ср.межень	
	Годы	Q _{ср.год} , М ³ /с	Годы	Q _{полов.} , М ³ /с	Годы	Q _{ср.год} , М ³ /с
71	1948	543	1972	1488	1967	55
73	1972	533	1966	1472	1926	54
75	1961	518	1961	1459	1969	53
76	1966	516	1958	1431	1923	53
78	1956	515	1968	1431	1940	51
80	1968	504	1956	1394	1933	50
82	1957	502	1957	1364	1961	47
84	1965	484	1926	1324	1928	46
86	1926	477	1965	1306	1947	46
88	1960	457	1960	1240	1959	45
90	1945	435	1945	1222	1945	42
92	1941	430	1941	1220	1964	41
94	1964	417	1964	1169	1968	40
96	1967	407	1967	1113	1966	38
98	1940	369	1940	1006	1941	35

1.2.2 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.

Выбор расчётного года (P=50%).

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы расчётной обеспеченности 50%.

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1932 г.

Выбор расчётного года (P=90%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы расчётной обеспеченности 90%.

Так как 1945 год с обеспеченностью 90% совпадает с 90% обеспеченности по половодью, в качестве расчётного маловодного года принимаем 1945 г.

Результаты расчетов по маловодному и средневодному году приведены в таблице 1.3 и 1.4. Гидрографы расчетного маловодного и средневодного года представлены на рисунке 1.2.

Таблица 1.3 – Расчетный маловодный год (P=90%) 1945 год

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
Q, м ³ /с	5,8	5,6	5,3	5,1	527	2184	1270	906	187	86	30	10,5	435

Таблица 1.4 – Расчетный средневодный год (P=50%) 1932 год

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
Q, м ³ /с	9,9	9,4	8,9	8,9	582	3514	1381	945	294	142	36	13,4	579

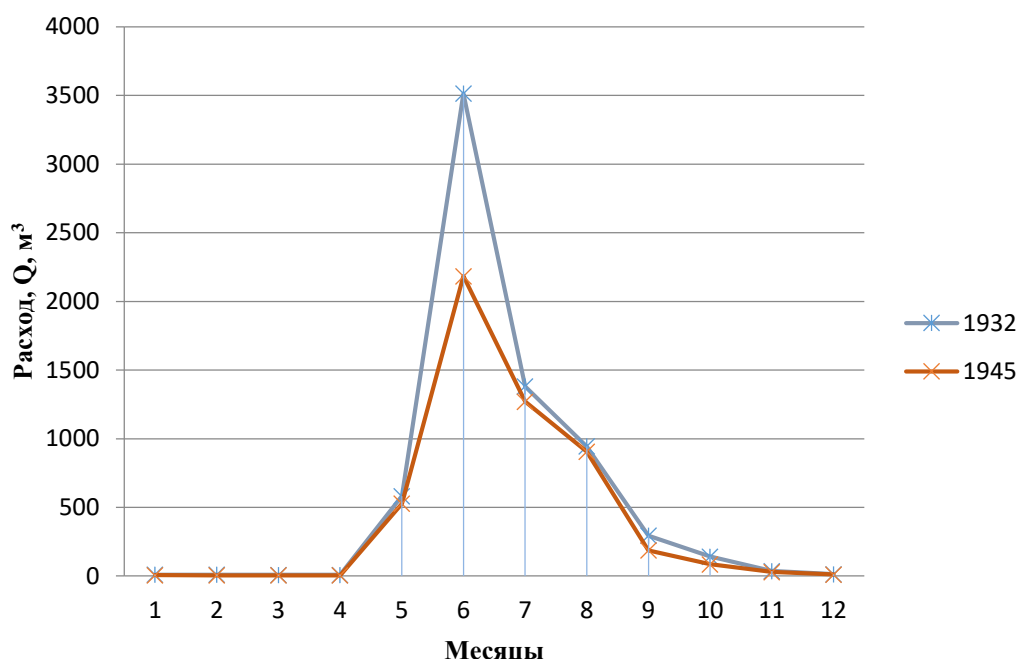


Рисунок 1.2- Гидрографы маловодного и средневодного года

1.3 Исходные данные Вилюйской ГЭС 2

- Энергосистема – ОДУ Восток, РДУ Якутии.
- Потери напора в водоотводящих сооружениях $\Delta h = 1$;
- Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.5.
- Расходы санитарного попуска $Q_{\text{сан.п.}} = 100 \text{ м}^3/\text{с}$.

Таблица 1.5 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ВХК	150	150	150	300	300	300	300	300	300	150	150	150
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	5	25	15	10	5	1	0	0
Льдообразование	3	3	3	-29	-10	0	0	0	0	0	20	5

1.4 Структура энергосистемы

Энергосистема – Амурской области и Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

На данный момент «ДВЭУК» (Дальневосточная энергетическая управляющая компания) планирует развивать электроэнергетический комплекса Республики Саха (Якутия) с целью снижения стоимости услуг по передаче электроэнергии для предприятий и населения в регионе.

Предусматривается включение технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем Якутии в Единую национальную электрическую сеть России (ЕНЭС).

1.5 Природно-климатические условия и потребители

1.5.1 Климат

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Среднегодовая температура воздуха — $-6,9^{\circ}\text{C}$. Минимальная температура зафиксированная в январе $-53,5^{\circ}\text{C}$. Максимальная температура в июле $20,3^{\circ}\text{C}$. Характерно небольшое количество осадков. За год выпадает 237 мм, более 80% которых приходится на период с мая по сентябрь.

Розу ветров формирует Сибирский антициклон и арктический летом. В январе преобладают северные ветра. В остальное время в основном северо-восточные и восточные.

1.5.2 Сейсмологические условия

Территория Якутии принадлежит преимущественно к двум крупнейшим тектоническим структурам - Сибирской платформе и Верхояно-Чукотской области мезозойской складчатости.

Согласно СНиП II-7-81 в соответствии с картой сейсмического районирования Якутии расчётная сейсмическая интенсивность расположения Тимптонской ГЭС характеризуется, как умеренная 5 баллов. Фоновая сейсмичность для данной местности равна 6 баллам шкалы MSK – 64.

1.5.3 Геология

Грунты в основном каменистые или песчано-галечные. На участках в основном преобладают два биоценоза: каменистые и смешанные грунты (каменисто-галечные, каменисто-песчаные). Местность в основном представляет собой горы.

Якутия очень богата полезными ископаемыми. В 1950 было открыто алмазное месторождение на западе республики. Была создана очень мощная алмазодобывающая промышленная инфраструктура Республики Саха и Российской Федерации. Месторождение алмазов составляют 82 % запасов России.

На территории Якутии находится крупнейшее в стране Эльконское урановое месторождение с разведанными запасами около 344 тысяч тонн, которое составляет 61% запасов страны.

Располагается крупнейшее в России Эльгинское угольное месторождение коксующего угля, расположено в юго-восточной части Якутии, в 415 км к востоку от города Нерюнгри. Зафиксировано около 834 месторождений золота.

Так же на территории Якутии располагаются серебряные, нефтяные, газовые, железные, оловянные, вольфрамовые и др. месторождения. Месторождение алмазов составляют 82 % запасов России.

1.5.4 Кривые связи

Выбрав нужное место для створа, находим по карте площадь затопления при различных отметках с одинаковой разностью высот.

Отметка дна створа 180 м. По формуле

$$\partial V = \frac{h_0}{3} (F_1 + F_2 + \sqrt{F_1 \cdot F_2}) \quad (1.2)$$

Вычисляем элементарный объем для каждой разности отметок. Полученные точки наносим на миллиметровке и аппроксимируем. Добавляя полином и высчитывая ошибку, она не должна быть больше допустимой. По полученным данным строится кривая связи, отметок от объёма. По ней выбираем НПУ. НПУ Вилюйской ГЭС 2 246 м. Кривые связи представлены на рисунке 1.3 и 1.4.

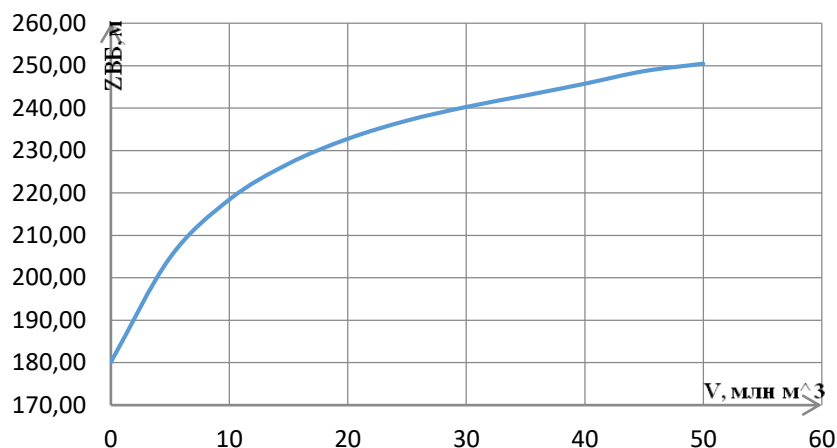


Рисунок 1.3- Кривая связи для ВБ

Измерив ширину створа при различных отметках вычисляем площадь сечения створа. Зная скорость реки найдем расход, домножив на коэффициент для зимы. Так же отметки переносятся на миллиметровку, аппроксимируются и вычисляется ошибка. По данным строится кривая связи отметок от расходов.

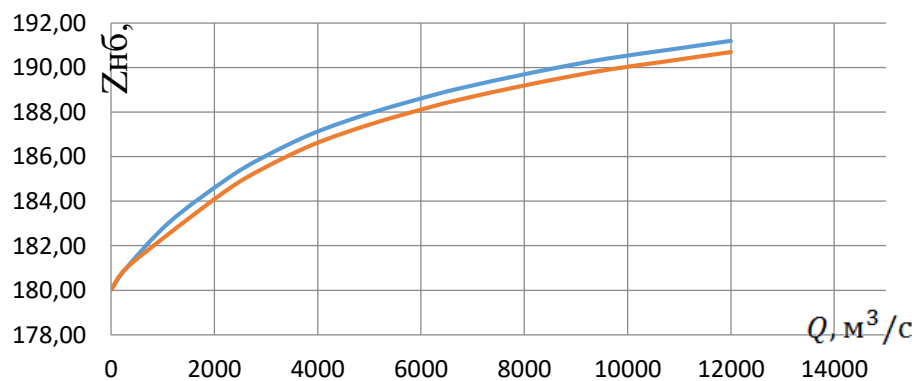


Рисунок 1.4 - Кривая связи для НБ

1.5.5 Суточные графики нагрузки, интегральные кривые нагрузки

Виллюйская ГЭС 2 проектируется в энергосистеме Востока, ЯкутскЭнерго.

Графики нагрузки энергосистемы являются основной характеристикой ее режима работы. Существуют графики суточные, недельные, сезонные, годовые и т. д.

Построим по данным суточный график нагрузки. Данные для зимних и летних суток энергосистемы Востока для декабря и июня в таблице 1.6.

Таблица 1.6– Исходные данные для зимних и летних суток ОДУ Востока и РДУ ЯкутскЭнерго

ОДУ Восток			k	ЯкутскЭнерго		
t, ч	P, МВт			t, ч	P, МВт	
	Лето (июнь)	Зима (декабрь)			Лето (июнь)	Зима (декабрь)
			2			
1	2419	4480		1	930	1723
2	2391	4454		2	920	1713
3	2393	4473		3	920	1720
4	2444	4582		4	940	1762
5	2652	4796		5	1020	1845
6	2823	4929		6	1086	1896
7	3056	5068		7	1175	1949
8	3184	5129		8	1225	1973
9	3186	5103		9	1225	1963
10	3146	5025		10	1210	1933
11	3107	4953		11	1195	1905
12	3086	4899		12	1187	1884
13	3066	4866		13	1179	1872
14	3071	4864		14	1181	1871
15	3052	4911		15	1174	1889
16	3043	5100		16	1170	1962
17	3030	5251		17	1165	2020
18	3075	5192		18	1183	1997
19	3159	5108		19	1215	1965
20	3279	5033		20	1261	1936
21	3155	4912		21	1213	1889
22	2923	4763		22	1124	1832
23	2653	4650		23	1020	1788
24	2499	4526		24	961	1741

Проектируем на РДУ ЯкутскЭнерго. Вычисляем мощности полагаясь на РДУ ЯкутскЭнерго. Выработка ОДУ Востока $\mathcal{E} = 35754$ млн кВт·ч, а по РДУ Якутии $\mathcal{E} = 16400$ млн кВт·ч, тогда коэффициент перехода составил $\beta = 2$.

Построим суточные графики нагрузки для декабря и июня РДУ.

Методика размещения ГЭС в балансе энергосистемы основана на применении ИКН. Интегральной кривой суточного графика нагрузки называется суточная зависимость выработки электроэнергии от мощности. Порядок построения ИКН приведен в литературе [1].

Так как в нашей энергосистеме функционирует ГЭС мы ее должны учесть и нанести на ИКН. $P_{\text{раб.}} = 360 \text{ МВт}$; $\mathcal{E} = 3610 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$. Данные представлены в таблице 1.7 и на рисунке 1.5

Таблица 1.7 – Данные для зимних суток

$P_{\text{ранж.}}, \text{Вт}$	$\Delta P, \text{Вт}$	$\Delta t, \text{часы}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta P_{\Sigma}, \text{МВт}$	$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$
2020	0	1	0	0	0
1997	22,7	2	0,024	23	0,059
1973	24,2	3	0,016	47	0,083
1965	8,1	4	0,006	55	0,099
1963	1,9	5	0,005	57	0,105
1962	1,2	6	0,062	58	0,110
1949	12,3	7	0,081	70	0,171
1936	13,5	8	0,022	84	0,252
1933	3,1	9	0,222	87	0,274
1905	27,7	10	0,083	115	0,495
1896	9,2	11	0,065	124	0,578
1889	6,5	12	0,004	130	0,644
1889	0,4	13	0,055	131	0,648
1884	4,6	14	0,165	135	0,703
1872	12,7	15	0,011	148	0,868
1871	0,8	16	0,392	149	0,879
1845	26,2	17	0,203	175	1,271
1832	12,7	18	0,739	188	1,474
1788	43,5	19	0,471	231	2,213
1762	26,2	20	0,409	257	2,684
1741	21,5	21	0,354	279	3,093
1723	17,7	22	0,057	297	3,447
1720	2,7	23	0,161	299	3,504

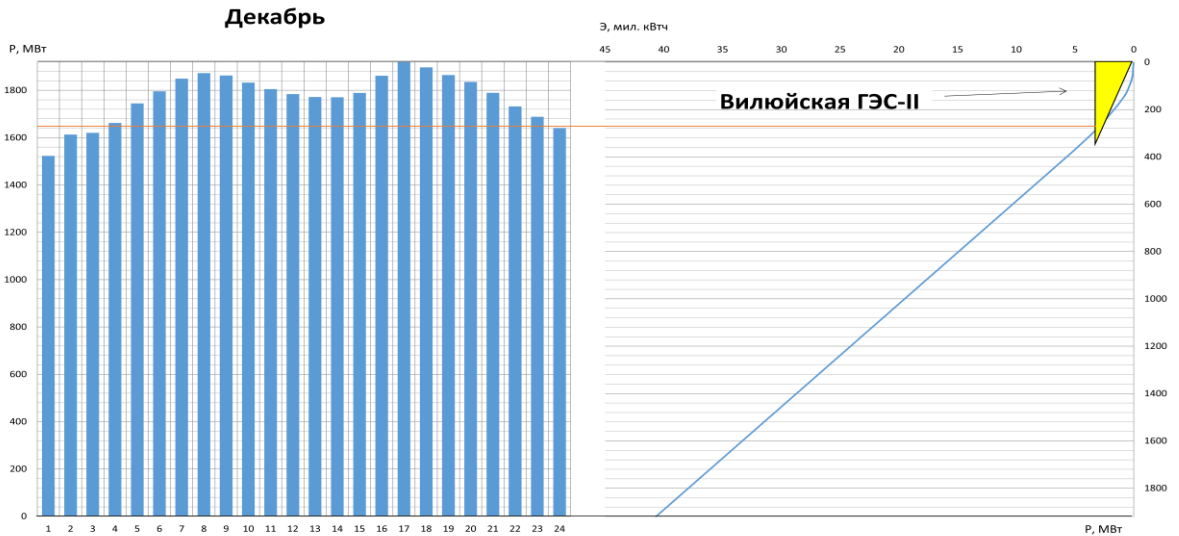


Рисунок 1.5 – ИКН Декабрь

1.5.6 Годовые графики нагрузки

Годовые графики нагрузки строятся для дальнейшего составления баланса энергии и баланса мощностей. В годовом разрезе можно построить графики максимальной, средней и минимальной нагрузок. Нам понадобятся графики максимальной и средней нагрузок.

Годовой график нагрузки зависит от максимальной мощности по зиме, лету, а так же средних мощностей. Годовой график нагрузки представлен на рисунке 1.6. График строится по косинусоидальной функции.

$$P_t^{\max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t + 15^\circ) \quad (1.3)$$

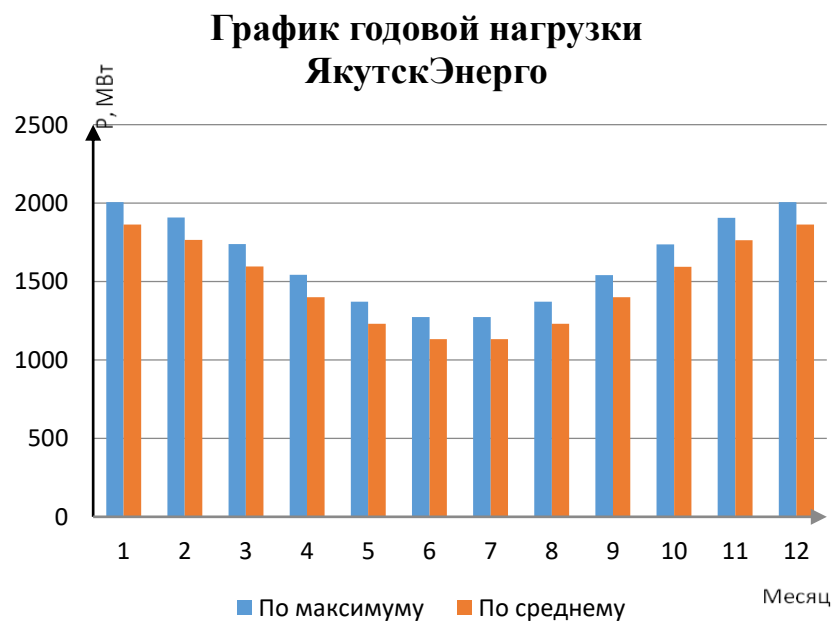


Рисунок 1.6– Годовой график нагрузки

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Водно-энергетические расчеты без регулирования с учетом ВХК. Баланс энергии

Для расчета водно-энергетического баланса рассчитываем два режима: по водотоку и по ВХК (нужды водохозяйственного комплекса) Для режима по водотоку берем расходы маловодного года, 90% обеспеченности.

Учитываем заданные потери воды из водохранилища. Находим полезный бытовой приток.

$Z_{ВБ}$ берем наше значение НПУ. Для $Z_{НБ}$ подставляем функцию $Z_{НБ}(Q)$.
Высчитываем напоры

$$H = Z_{ВБ} - Z_{НБ} \quad (2.1)$$

Находим бытовую мощность

$$N = (k_N \cdot Q_{\text{быт.пол}} \cdot H) / 1000, \quad (2.2)$$

где $k_N = (\eta - 5\%) \cdot 9,81$;

$k_N = 8,6$; (η -К.П.Д. гидротурбины, которую мы выбрали исходя из своего максимального напора).

Так как водохозяйственный комплекс накладывает ограничение на минимальный расход воды в нижнем бьефе, нужно учесть мощность при работе по режиму ВХК. Результаты расчета приведены в таблице 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Расчет режимов работы ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q, 90%	5,8	5,6	5,3	5,1	527	2184	1270	906	187	86	30	10,5
$\Sigma Q_{\text{потерь}}$	4	4	4	-28	71	101	91	86	81	2	21	6
$Q_{\text{быт.пол}}$	1,8	1,6	1,3	33,1	456	2083	1179	820	106	84	9	4,5
$Z_{ВБ}$	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
$Z_{НБ}$	180	180	180	180	185	196	190	188	181	181	180	180
H	65	65	65	65	60	49	55	57	64	64	65	65
$N_{\text{быт}}$	1	1	1	21	270	1007	634	462	66	53	6	3

Таблица 2.2 – Расчет режимов работы ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{ВХК}	150	150	150	300	300	300	300	300	300	150	150	150
$Z_{ВБ}$	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
$Z_{НБ}$	182	182	182	183	183	183	183	183	183	182	182	182
H	64	64	64	63	63	63	63	63	63	64	64	64
$N_{\text{ВХК}}$	95	95	95	185	185	185	185	185	185	95	95	95
$N_{\text{изб.}}$	-94	-94	-94	-164	85	822	448	277	-119	-42	-89	-92

Посчитаем избыток мощности $N_{изб.} = N_{быт.} - N_{вхк} = 2524 - 1680 = 845$ МВт.

Для построения баланса энергии нам понадобится график средних мощностей энергосистемы. Для своей системы найдем мощности существующих ГЭС за каждый месяц. Откладываем эту мощность в соответствии с масштабом средних мощностей нашей энергосистемы от верхней границы получившегося графика. Далее, от уже существующей ГЭС мы откладываем мощность по полезному бытовому расходу и по ВХК.

Первый месяц после половодья, где не хватает бытового расхода для обеспечения ВХК, начинается сработка водохранилища. Сработка водохранилища начинается с сентября.

Для того чтобы провести линию гарантированной мощности, нам нужно отдельно в масштабе начертить столбик, равный избытку нашей мощности, которую мы посчитали и занесли в таблицу 2.2. После этого мы приблизительно проводим линия, чтобы наша оставшееся не заполненное пространство выше линии, до существующей ГЭС, было равно избытку нашей мощности.

Высчитываем приблизительную гарантированную мощность. Для этого находим мощность получившуюся при построении, от проведенной линии до существующей ГЭС. Позднее, по водно-энергетическим расчетам сработки и наполнению водохранилища по маловодному году более точно определим гарантированную мощность ГЭС. Баланс энергии представлен на рисунке 2.1.

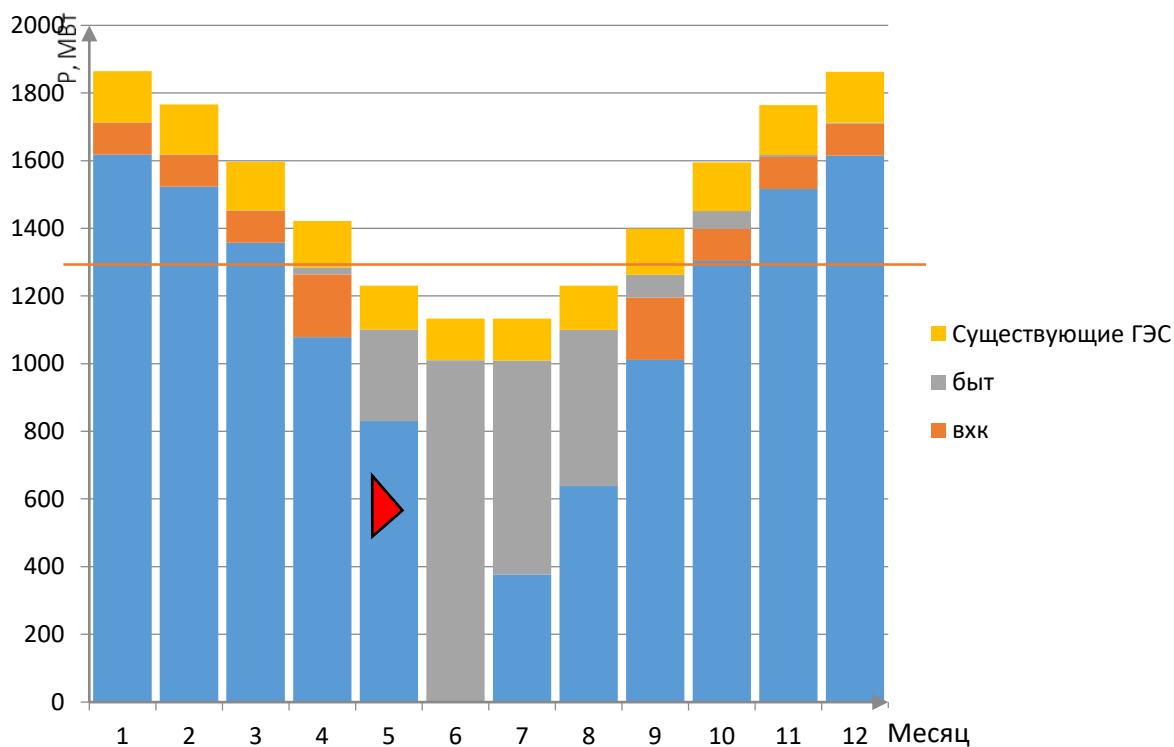


Рисунок 2.1 – Баланс энергии

2.2 Водно-энергетический расчет сработка и наполнения водохранилища по маловодному году

Расчет работы водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднемесячных мощностей.

Для этого нам понадобится график средних мощностей энергосистемы, гарантированные мощности, расходы бытовые полезные и по вхк. В месяца, где есть гарантированная мощность, мы будем работать по ней, чтобы обеспечить гарантированную мощность ГЭС. В другие месяца будем работать по вхк.

Производя расчеты, линия гарантированной мощности будет передвигаться, для достижения наилучшего результата. Первая и последняя итерация приведена в Приложении А, таблица А.1. При расчетах мы должны следить за тем, чтобы $\sum Q_{\text{вдхр.}} \geq 0$; $V_{\text{нач}} = V_{\text{кон}}$; $Z_{\text{ВБ нач.}} = Z_{\text{ВБ кон.}}$; $N_{\text{ГЭС}} = N_{\text{гарант.}}$. В те месяца где у нас гарантированная мощность и $Q_{\text{н.б}} = Q_{\text{вхк}}$, где мы работаем по вхк.

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.2.

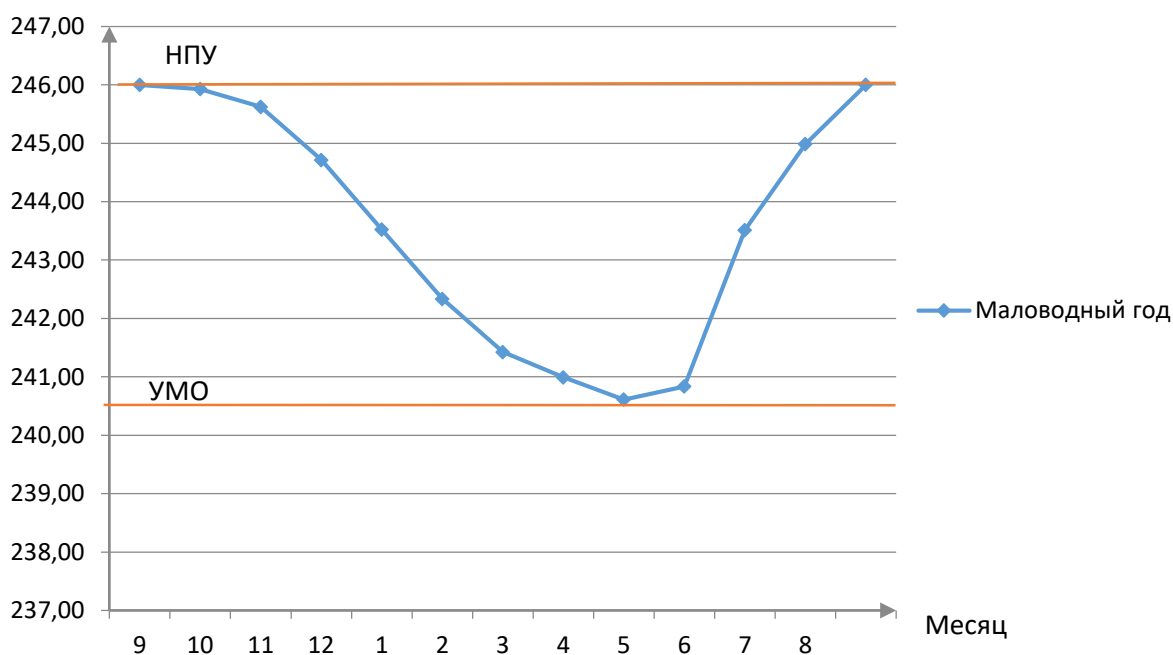


Рисунок 2.2 — График сработки - наполнения водохранилища по маловодному году

2.3 Гарантированные мощности

Проводя несколько итераций, мы нашли подходящее положение линии гарантированной мощности. Гарантированная мощность это средняя мощность ГЭС в период максимальной нагрузки энергосистемы (обычно январь, декабрь), которую ГЭС обязана выдать в систему по расчетам условного маловодного

года. Для проектируемой ГЭС работаем шесть месяцев по гарантированной мощности: январь – декабрь (410 МВт).

2.4 ИКН. Выбор рабочей мощности

Для нахождения рабочей мощности мы воспользуемся ИКН, например для декабря (так как январь-декабрь симметричны). Посчитаем суточную выработку ГЭС, взяв мощность из сработки – наполнения водохранилища по маловодному году и умножим на 24 часа. $E_{\text{гар}} = N_{\text{гар}}^{\text{макс}} \cdot t = 410 \cdot 24 = 9840$ млн.кВт · ч. Рабочая мощность будет равна $N_{\text{раб.}} = 626$ МВт. ИКН для зимы и лета приведены в Приложении А (рисунок А.1 – А.2)

2.5 Планирование резервов и кап. ремонтов. Определение установленной мощности ГЭС, расчет баланса мощностей

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}}, \quad (2.3)$$

где $N_{\text{раб}}$ – это максимальная гарантированная мощность, $N_{\text{рез}}$ – резервная мощность ГЭС.

$N_{\text{рез}}$, –нагрузочный резерв. Для систем $N_{\text{рез}}$ принимается равным 8% от максимальной потребляемой мощности станции.

Получим установленную мощность Вилюйской ГЭС 2

$$N_{\text{уст}} = 626 + 13 = 640 \text{ МВт}$$

Вычисляются ремонтные резервы для существующей и проектируемой ГЭС и для ТЭС. Ремонтная площадь находится по формуле. Для существующей ГЭС:

$$F_{\text{рем.}} = \frac{N_{\text{уст}}}{4} \cdot 1 \text{ мес} \quad (2.4)$$

По полученным данным строится баланс мощностей на графике максимальных мощностей энергосистемы. Данные приведены в Приложении А (таблица А.3). Баланс мощностей представлен на рисунке 2.3.

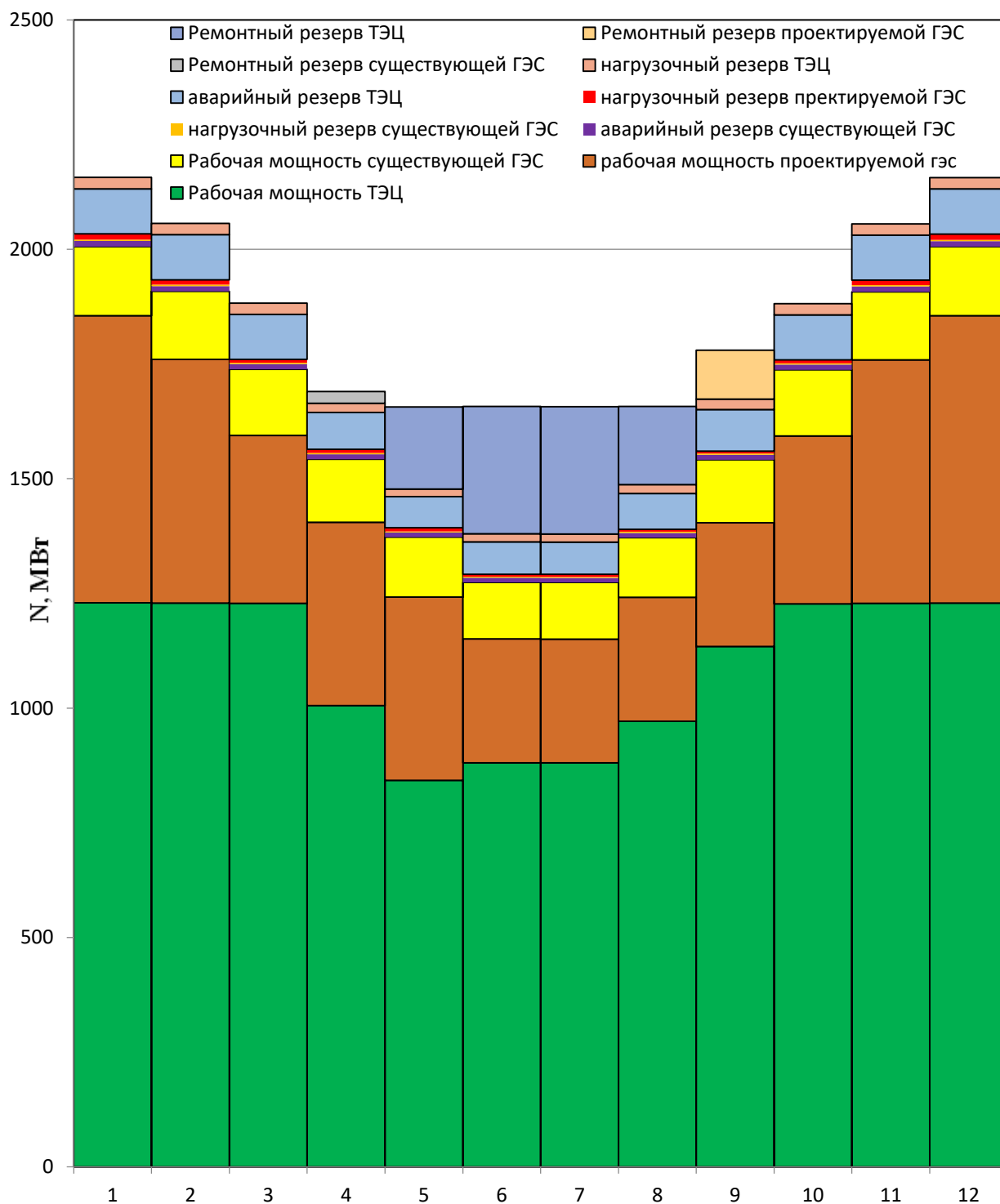


Рисунок 2.3 – Баланс мощностей

2.6 Водно – энергетический расчет сработки и наполнения водохранилища средневодного года. Средняя многолетняя выработка

Водно- энергетический расчет в средневодном году проводится для оценки средней многолетней выработки ГЭС.

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчетам, описанным в пункте 2, 2.2. При этом

обязательно использовать полезные расходы соответствующие году 50% обеспеченности; гарантированные мощности, получившиеся с сработке и наполнении водохранилища по расчетам маловодного года; соблюдать сработку водохранилища до отметки УМО. Сработка и наполнение водохранилища рассчитывается при всех возможных вариантах, с целью получения большей выработка электроэнергии ГЭС. Сработка-наполнение водохранилища в 90% и 50% обеспеченности представлена на рисунке 2.4.

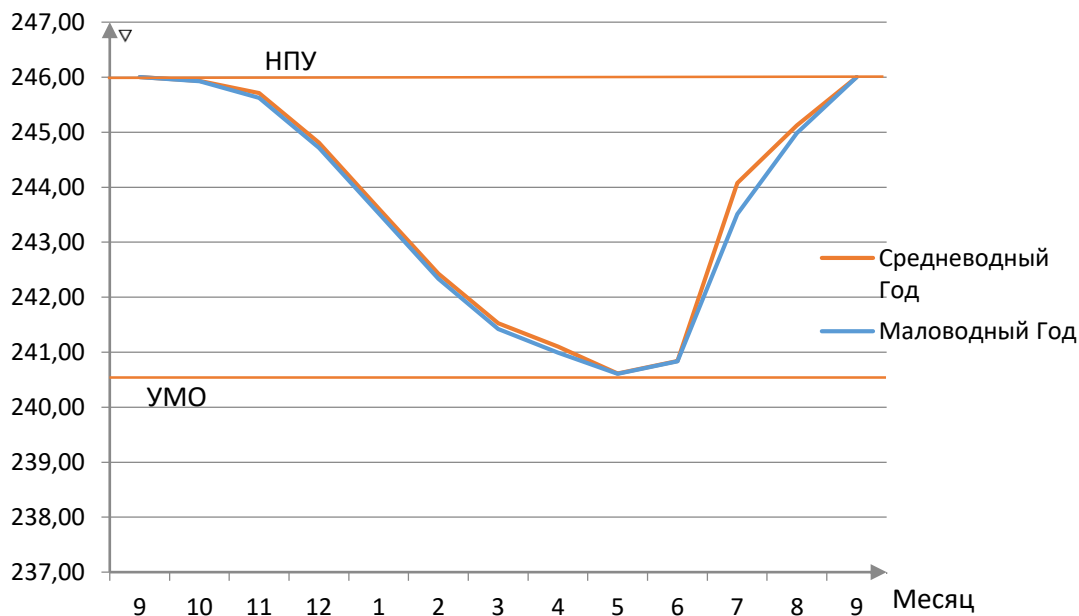


Рисунок 2.4 – Сработка- наполнение водохранилища в 90% и 50% обеспеченности

Красной линией – сработка-наполнение в маловодном году.

Выбрав самый оптимальный вариант, посчитали суммарную среднюю многолетнюю выработку станции. Эмл. = 2,384 млрд.кВт·ч.

3 Выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС называется режимным полем по расходу и напору. Для построения этих характеристик используется уравнение:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе;

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

$\Delta h_{вс}$ - потери напора в водопроводящих сооружениях.

Ограничения слева на режимном поле, является ограничение по условию водохозяйственного комплекса $Q_{\min} = 60 \text{ м}^3/\text{с}$. Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где k_N - коэффициент мощности ($k_N = 8,7$).

Ниже точки расчетного напора линия ограничения по пропускной способности ГЭС, которая строится по формуле:

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

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ - максимальный расход через ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном по мощности напоре;

H_p - расчётный по мощности напор, который определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяется диапазон изменения расходов и напоров. Все данные о результатах расчета режимного поля занесены в таблицу 3.1 и рисунок 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб	Hнпу	Hумо	Hвб	H	Q	H	Q
м³/с	м	м	м	м	м	м³/с	м	м³/с
0	179,99	66,01	60,62	63,31	138,6	503	117,0	596
100	181,07	64,93	59,54	62,23	137,4	508	115,3	592
200	182,10	63,90	58,51	61,20	136,2	512	113,6	587
300	183,09	62,91	57,52	60,22	135,0	517	111,8	583
400	184,03	61,97	56,58	59,27	133,8	521	110,1	579
500	184,93	61,07	55,68	58,37	132,6	526	108,4	574
600	185,80	60,20	54,81	57,51	131,4	531	106,7	569
700	186,63	59,37	53,98	56,67	130,2	536	105,0	565
800	187,43	58,57	53,18	55,87	129,0	541	103,2	560
900	188,20	57,80	52,41	55,10	127,8	546	101,5	555
1000	188,94	57,06	51,67	54,36	126,6	551	99,8	551
1100	189,66	56,34	50,95	53,64	125,4	556	98,1	546
1200	190,35	55,65	50,26	52,95	124,2	562	96,4	541
1300	191,03	54,97	49,58	52,28	123,0	567	94,6	536
1400	191,68	54,32	48,93	51,63	121,8	573	92,9	531
1500	192,31	53,69	48,30	50,99	120,6	579	91,2	526
1600	192,93	53,07	47,68	50,38	119,4	584	89,5	521
1700	193,53	52,47	47,08	49,77	118,2	590	87,8	516
1800	194,12	51,88	46,49	49,18	117,0	596	86,0	511

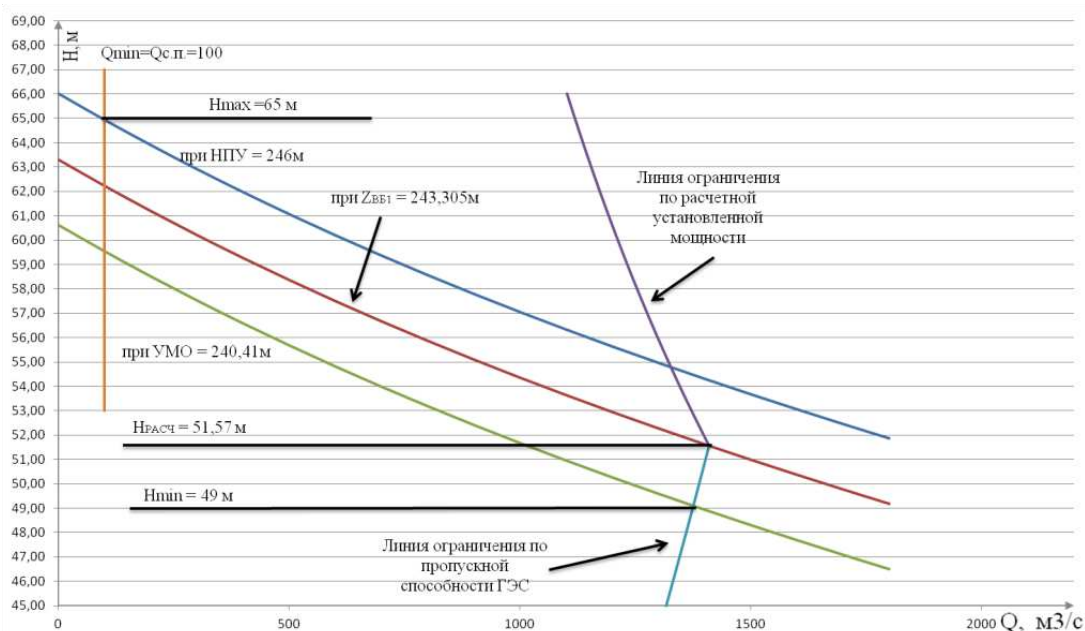


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{\max} = 65$ м.
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 51,6$ м.

- минимальный напор $H_{\min} = 49$ м
- минимальный расход $Q_{ГЭС}^{\min} = 100$ м³/с.

По изменению диапазона расходов и напоров, по справочным данным подбираем все возможные типы гидротурбин, для которых максимальный напор не был бы меньше полученного максимального напора и соотношение $\frac{H_{\min}}{H_{\max}}$ по справочным данным не превышало бы аналогичного фактического. Так же учитываем максимальный диаметр рабочего колеса D_1 для каждого типа турбин, исходя из условий изготовления и доставки на ГЭС.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

При подборе оборудования, для каждого рассматриваемого типа турбин, выбрать такие диаметры рабочего колеса и синхронной частоты вращения, чтобы проектируемая ГЭС работала с максимальным КПД при минимальном заглублении и количеством установленных агрегатов. Причем количество агрегатов не должно быть меньше двух. Область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС называется режимным полем.

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

- 1) Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного, т.е. $H_{\max} \leq H_{\text{пред.}}$;
- 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 выбираем следующие реактивные гидротурбины: РО-75а-В, РО-75б-В.

Параметры данных турбин занесены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов гидротурбин

Параметр	Турбина РО 75а-В	Турбина РО 75б-В
H_{\min}/H_{\max}	0,6	0,6
$n'_{I \text{ opt}}$, об/м	82,9	78,9
$Q_{I \text{ opt}}$, л/с	1020	820
$\eta_{\text{м opt}}$	0,920	0,921
$Q'_{1\text{max}}$, л/с	1200	130
$\sigma(Q'_{1\text{max}})$	0,13	0,45
$D_{1\text{м}}$, м	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}$, м	4	4
$t_{\text{мод}}$, °С	20	7

Далее проводим расчет для каждого из намеченных вариантов гидротурбин.

КПД натурной турбины η_T :

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

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_H и t_M (таблица 3.2). Кинематический коэффициент вязкости определяется по справочным данным [10];

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям и для РО турбин

$$\varepsilon = \begin{cases} 0,25 + 0,5 \cdot \frac{Q'_{1p}}{Q'_{10}}, & \text{при } Q'_{1p} < Q'_{10}, \\ 0,75 & \text{при } Q'_{1p} > Q'_{10} \end{cases}, \quad (3.5)$$

где Q'_{10} – приведённый расход воды в оптимуме главной универсальной характеристики. $\varepsilon = 0,75$.

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.6)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_G^{cp} – средний КПД генератора. Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора: $\eta_G^{cp} = 0,97$;

η_T – КПД натурной гидротурбины, вычисляемый в расчетной точке.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{уст}^p}{N_a}, \quad (3.7)$$

где $N_{уст}^p = 640$ МВт – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} \quad (3.8)$$

Далее рассчитываем частоту вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta p} \cdot \frac{1}{D_1}, \quad (3.9)$$

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

Δp – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точке.

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

Для выбранного диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta p}}, \quad (3.10)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Окончательное расположение расчётной точки на линии n'_{I_p} с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегатов N_a находится при помощи уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Г ср}} \quad (3.11)$$

Правая часть является константой, а левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Для получения расчётной точки необходимо построить линию ограничения по установленной мощности агрегата. Так же необходимо построить линию ограничения по пропускной способности ГЭС.

Далее нужно провести расчеты для ряда других стандартных значений диаметрам рабочего колеса.

Для большинства гидростанций предъявляются требования по минимальному расходу воды в НБ. Эти требования являются ограничением слева на режимном поле по минимальному расходу. Для выполнения данного условия, нужно линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитать в координаты главной универсальной характеристики для двух значений напора H_{\max} и H_{\min} .

Приведённый расход определяется по формуле :

$$Q'_1 = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

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

Рассчитанные величины для разных диаметров натуральных турбин представлены в Приложения Б, таблица Б.1, Б.2.

При выборе подходящего типа гидротурбины смотрим на ограничения по минимальному расходу, который не должен быть близок к оптимуму или выходить за него. Так же не берем турбины, у которых точка оптимума не входит в диапазон минимальных и максимальных приведенных оборотов.

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, далее будем рассматривать только турбину РО75а-В-670, так как при других диаметрах расчетная точка на главной универсальной характеристике находится за линией 5 % запаса мощности, и зона работы не включает в себя точку оптимума.. Зоны работы данной турбины приведена в Приложении Б.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

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

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.13)$$

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

Высота отсасывания для трех основных режимов определяются формулой:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{\text{х.плл}}, \quad (3.14)$$

где $B = 10,33$ м – барометрическое давление;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка НБ в зависимости от расхода; Расход берем из ГУХа (Приложение Б, рисунок Б.1) при расчетном, минимальном и максимальном

напорах, переводим с приведенных величин в натуру и находим по режимному полю $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий;

H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$;

1,5 – конструктивный запас;

$\Delta Z_{\text{Х.Пл.}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, (для РО гидротурбин $Z_{\text{Х.Пл.}} = B_0/2$, где

$B_0 = \frac{B_{0\text{м}} \cdot D_{1\text{н}}}{D_{1\text{м}}}$). $B_{0\text{м}}, D_{1\text{м}}$ – соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины.

Расчеты проводятся для трех основных наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата при максимальном напоре и максимальной мощности.
2. Работа одного агрегата при расчетном напоре и максимальной мощности.
3. Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

По ГУХ выбранной турбины для соответствующего режима находим σ . Для этой точки, по кривой расходов определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$.

Тогда высота отсасывания для трех режимов работы:

$$H_{S1} = 10,33 - \frac{181,00}{900} - 0,09 \cdot 65 - 1,5 + 2,13 = 4,88 \text{ м};$$

$$H_{S2} = 10,33 - \frac{181,19}{900} - 0,165 \cdot 51,57 - 1,5 + 2,13 = 2,21 \text{ м};$$

$$H_{S3} = 10,33 - \frac{181,15}{900} - 0,165 \cdot 49 - 1,5 + 2,13 = 2,64 \text{ м};$$

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину РО-75а-В-670, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Определим отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть при $H_S = 2,21$.

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 181,19 + 2,21 = 183,40 \text{ м};$$

Отметка расположения рабочего колеса для самого неблагоприятного случая $\nabla Z_{\text{р.к.}} = 183,40 \text{ м}$. Такая отметка позволит обеспечить бескавитационную работу на всех расчетных режимах.

3.3 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [13] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = 177,7 \text{ МВА}, \quad (3.15)$$

где $\cos\varphi = 0,9$.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = 64, \quad (3.16)$$

где n_c - синхронная частота гидрогенератора.

Выбираем гидрогенератор СВ-1240/245-64 с наружным диаметром сердечника статора $D_{\text{ст.}} = 1240$ см. Длина сердечника статора $H = 245$ см, 64 - количество полюсов.

3.4 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части (Приложение Б, рисунок Б.3) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Металлические спиральные камеры (угол охвата СК $\varphi = 345^\circ$ с чертежа) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

Расчет и построение металлической СК с круглым сечением и полным углом охвата описан в методическом пособии. Все результаты сведены в Приложение Б, таблица Б.3 и рисунки Б.4 и Б.5.

Определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота направляющего аппарата натурной турбины:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 6,70 = 2,345 \text{ м}, \quad (3.17)$$

где D_1 – диаметр рабочего колеса натурной гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,57 \cdot D_1 = 2,57 \cdot 6,70 = 10,92 \text{ м}, \quad (3.18)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{ск.вх}} = 1,428 \cdot D_1 = 1,428 \cdot 6,70 = 9,57 \text{ м}, \quad (3.19)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{ск}} = 3,667 \cdot D_1 = 3,667 \cdot 6,70 = 24,87 \text{ м}, \quad (3.20)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,500 \cdot D_1 = 4,500 \cdot 6,70 = 30,15 \text{ м}, \quad (3.21)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 3,133 \cdot D_1 = 3,133 \cdot 6,70 = 20,99 \text{ м}, \quad (3.22)$$

Определяем геометрические размеры машинного зала:

Диаметр шахты гидроагрегата:

$$D_{\text{ш}} = 25 \text{ м},$$

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{\text{мз}} = 30 \text{ м},$$

Для приплотинного зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{ск}} + 2 = 26 \text{ м}, \quad (3.23)$$

Ширина монтажной площадки:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 26 \text{ м}, \quad (3.24)$$

Длинна машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 4 \cdot 26 + 26 = 130 \text{ м}, \quad (3.25)$$

Высота машинного зала назначаем минимально возможную из условия проноса краном самой габаритной части гидроагрегата:

$$H'_{\text{мз}} = 16 \text{ м}.$$

3.5 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, а так же необходимо произвести его расчет на прочность.

Наружный диаметр вала:

$$D_B \geq \left(\frac{5,1 M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} \quad (3.26)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа.

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{160000}{93,8} = 16,61 \quad (3.27)$$

$$D_B = \left(\frac{5,1 \cdot 16,61}{30} \right)^{0,33} = 1,41 \text{ м}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_B = 1,5 \text{ м.}$$

Расчет подшипника.

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте рекомендуется применять подшипник на водяной смазке, который может быть кольцевого или сегментного типа.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической формуле:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = 203,67 \text{ кН} \quad (3.28)$$

Диаметр вала под подшипник $d_{п}$, с учетом облицовки, обычно принимают на 15-20 мм больше D_B . Тогда $d_{п} = 1520$ мм;

Для сегментного подшипника предварительно выбирается число и высота сегментов.

$$h_{п} = 500 \text{ мм}; Z_{сегм} = 8;$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}] \text{ кПа}, \quad (3.29)$$

Экспериментально получено, что $[p_{уд}] = 29 \cdot$

$$U \text{ кПа}, \quad (3.30)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{синх} \cdot d_{п}}{30} = 14,93 \text{ м/с}, \quad (3.31)$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 14,93 = 432,98 \text{ кПа}, \quad (3.34)$$

267,99 кПа ≤ 432,98 кПа; Из условия допустимости , сегментный подшипник можно применять в данном случае.

3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки

Габаритные размеры МНУ определяются объемом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [3] для турбины РО75а-В-670 определим тип маслonaпорной установки: МНУ 16/1 – 40 – 16 – 2.

Маслonaпорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 16 м³, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 16– 2 вместимостью 16 м³ с двумя насосами.

3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [3]. Выбираем электрогидравлический регулятор [3]: ЭГР – 2И1 – 150 – 11.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–150–11.

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные

Исходные данные к курсовому проекту приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные к курсовому проекту

Генераторы			Система		
число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{к.з.}}$	протяжённость линий
шт·МВт	кВ	о.е.	кВ	МВ·А	км
4·164	15,75	0,9	220	180	100

- Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,9$;
- Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 3725$ ч/год;
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$;
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$;
- Энергосистема – Амурской области и Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).
- Системная подстанция – "Мирный".

4.2 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.

Главная электрическая схема Виллюйской ГЭС 2 должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям надежности и безопасности эксплуатации [1].

Одним из первых вопросов, решаемых в проектировании, является выбор вида блоков ГЭС. Выбор зависит от числа и мощности гидроагрегатов. На Виллюйской ГЭС 2 по проекту предполагается установка четырех гидроагрегатов мощностью 180 МВт каждый.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками, представленная на рисунке 4.1 и укрупненными блоками, представленная на рисунке 4.2. Основываясь на вышеуказанных данных и условиях требования надежности [1], целесообразно выбрать простые (единичные) блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор.

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

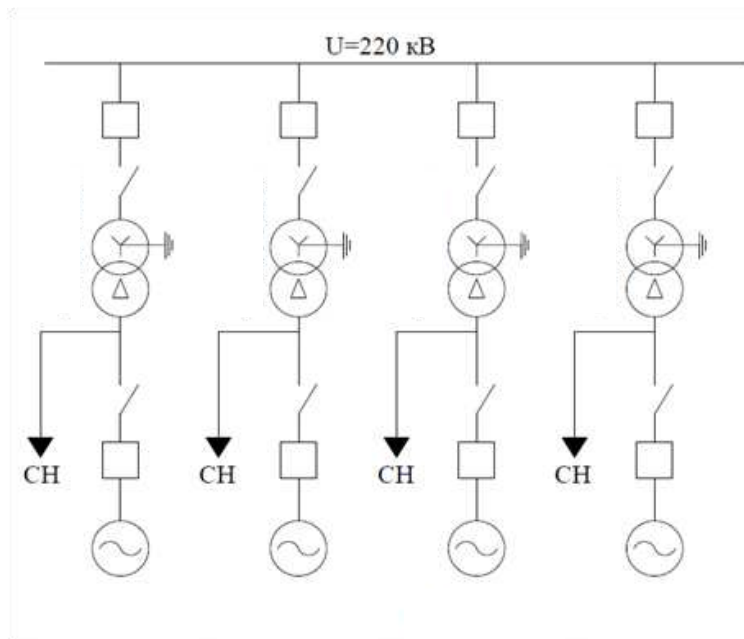


Рисунок 4.1 – Структурная схема с одиночными блоками

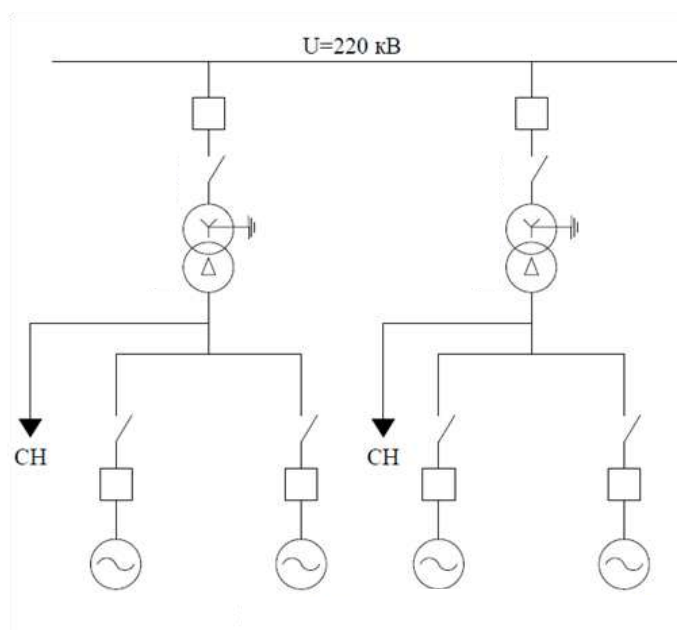


Рисунок 4.2 – Структурная схема с укрупненными блоками

4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.3.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ - 1240/245-64 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные для данного генератора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2- Паспортные данные генератора СВ - 1240/245-64

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
180	164	15,75	0,9	98,07	0,19	0,29	0,73

4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности. Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{164 - 164 \cdot 0,01}{0,9} = 178,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220 - У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3

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

S _{ном} , МВА	U _н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х ,%
	U _{вн}	U _{нн}				
200	242	15,75	11	580	83,9	0,088

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{3725}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}, \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

где μ = 1 - частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

T_{пл} = 30 - время плановых простоев блока в течение года, ч;

ω = 0,025 - параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

T_в = 60 - среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,20 \cdot 8732,97 = 1741,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов;
 ΔP_{xx} – потери активной мощности холостого хода.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{H}} &= \frac{\Delta P_{\text{K}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,58}{1} \cdot \left(\frac{178,20}{200,00} \right)^2 \cdot 2919,4 = \\ &= 1341,0 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (4.5)$$

где ΔP_{K} – потери активной мощности при коротком замыкании.
 Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{H}}) \cdot n \cdot \beta_1, \quad (4.6)$$

где β_1 – стоимость одного МВт · ч электроэнергии.

$$I_{\text{пот}} = (1741,6 + 1341,0) \cdot 4 \cdot 5,89 = 72744,30 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.3.3 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 $S_{\text{T ном}}$:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{T ном}}}{\cos \varphi_{\text{T}}}, \quad (4.13)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{162}{0,9} = 1800 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Согласно СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

В соответствии со стандартом [16]: «Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу ООО «Энерго-Завод» [2], выбирается два трансформатора ТСЗ-2000/15,75/6.

Паспортные данные трансформаторов собственных нужд представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-2000/15/6

S _{ном} , кВА	U, кВ		U _{кз} , %	I _{хх} , %	ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт	Габаритные размеры
	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ					
2000	15,75	6	10,5	1	1,5	8,8	2230x1460x3010

Электрическая схема СН Вилуйской ГЭС 2 выполнена с двумя ступенями напряжением 6 и 0.4 кВ.

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = z_a \cdot \left(\frac{P_r}{\cos\varphi} - S_{с.н.} \right) = 4 \cdot \left(\frac{162}{0,9} - 1,8 \right) = 712,8 \text{ МВА}; \quad (4.14)$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{(S_{уст} - S_{сн}) \cdot \cos\varphi_c}{P_{пр}} + 1 = \frac{(711,1 - 1,8) \cdot 0,85}{135} + 1 = 5,43, \quad (4.15)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{л} = 6$

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{712,8}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,312 \text{ кА}, \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,05 \cdot 0,8 \cdot 312 = 262,1 \text{ А}, \quad (4.17)$$

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

$\alpha_T = 0,8$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением U=220кВ выбираем провод марки АС - 240/32.

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{712,8}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,374 \text{ кА}, \quad (4.18)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $605 \text{ кА} > 374 \text{ кА}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – 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	$2,60 \cdot 10^{-4}$

4.5 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:

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{круз}}, \quad (4.19)$$

где K_{T} – стоимость силового трансформатора, 93810,7 тыс. руб;

n_{T} – количество силовых трансформаторов, 4 шт;

$K_{\text{сн}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд, 1273,0 тыс. руб;

$n_{\text{тсн}}$ – количество трансформаторов собственных нужд, 4 шт;

$K_{\text{ру}}$ – стоимость ячеек выключателей КРУЭ 220 кВ, 88353,1 тыс. руб;

$n_{\text{в}}$ – количество ячеек выключателей КРУЭ 220 кВ, 11 шт.

$$K = 4 \cdot 93810,7 + 4 \cdot 1273,0 + 11 \cdot 88353,1 = 1352218,81 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты:

$$Z_i = E_{\text{н}} \cdot K_i + I_i, \quad (4.20)$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ - нормативный коэффициент

$$Z = 0,15 \cdot 1352218,81 + 72744,30 = 263755,41 \text{ тыс. руб}$$

4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Так как проектируемая станция находится в районе Крайнего Севера, то целесообразно применить КРУЭ 220 кВ, так как климатические условия практически не сказываются на его работе.

Число присоединений КРУЭ 220 кВ равно 10 (шесть воздушных линии, четыре генераторных присоединения). В соответствии с СТО «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [5] для Виллойской ГЭС 2 выбирается схема с двумя рабочими системами сборных шин (№ 220-13).

В общем виде данная схема представлена на рисунке 4.3.

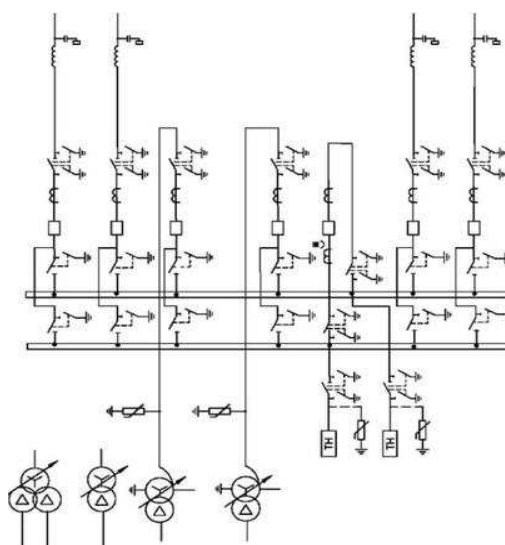


Рисунок 4.3 - Схема РУ ВН 220 кВ

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

4.7.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,17 \cdot \frac{15,75^2}{180} = 0,262 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,80 \text{ кВ}, \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,85 \cdot 242^2}{100 \cdot 200} = 31,77 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{242^2}{180} = 325,36 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = \frac{(x_{0,\text{уд}} \cdot l)}{n} = \frac{0,435 \cdot 100}{6} = 45,674 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.27)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{242} = 0,065, \quad (4.28)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_\Gamma = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,262}{0,045 \cdot 314} = 0,018 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{325,36}{0,045 \cdot 314} = 23,03 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

$$r_L = \frac{(r_{0,\text{уд}} \cdot l)}{n} = \frac{0,118 \cdot 100}{6} = 1,97 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,580 \cdot 242^2}{200^2} = 0,85 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

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

На рисунке 4.4 представлена схема для расчёта токов КЗ. В таблицах 4.7 представлены исходные данные по узлам из программы «RastrWin». В таблице 4.8 представлены исходные данные по ветвям. В таблице 4.9, представлены исходные данные по генератору.

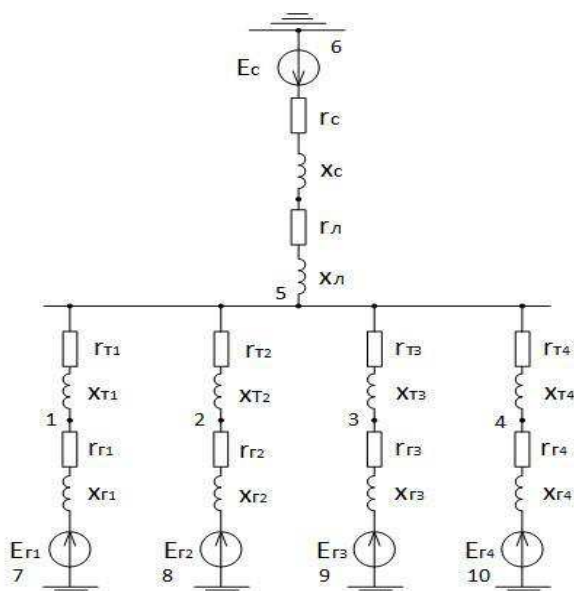


Рисунок 4.4 – Расчётная схема с точками КЗ

Таблица 4.7 – Исходные данные по узлам

Тип	Название	$U_{ном}, \text{кВ}$
зак	Блок 1	16
зак	Блок 2	16
зак	Блок 3	16
зак	Блок 4	16
у	КРУЭ	230
у	Система	220
у	Г1	16
у	Г2	16
у	Г3	16
у	Г4	16

Таблица 4.8 – Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	№ нач.	№ кон.	Название	r	x	Кт/r
Тр-р	Тр-р	5	1	КРУЭ – Блок 1	0,85	31,37	0,065
Тр-р	Тр-р	5	2	КРУЭ – Блок 2	0,85	31,37	0,065
Тр-р	Тр-р	5	3	КРУЭ – Блок 3	0,85	31,37	0,065
Тр-р	Тр-р	5	4	КРУЭ – Блок 4	0,85	31,37	0,065
ЛЭП	Выкл	6	5	КРУЭ – Система	1,97	7,25	-

Таблица 4.9 – Исходные данные по генераторам

Название	Узел	r	x	x ₂	r ₀	x ₀
Г1	7	0,018	0,262	0,262	0,018	0,262
Г2	8	0,018	0,262	0,262	0,018	0,262
Г3	9	0,018	0,262	0,262	0,018	0,262
Г4	10	0,018	0,262	0,262	0,018	0,262
Система	6	23,03	325,36	325,36	23,03	325,36

Результаты расчёта представлены на рисунке 4.10 - 4.12 и сведены в таблицу 4.13.

Таблица 4.10 – Результаты расчета токов трехфазного КЗ

№ сост.	Тип	П ₁	I ₁ , кА
1	3ф	8	7,40

Таблица 4.11 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

№ сост.	Тип	П ₁	I ₁ , кА
1	1ф	8	3,70

Расчет полного тока однофазного КЗ на СШ 220 кВ.

$$I_{п0}^{(1)} = 3 \cdot 3,7 = 11,1 \text{ кА}, \quad (4.33)$$

Таблица 4.12 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

№ сост.	Тип	П ₁	I ₁ , кА
1	3ф	10	76,43

Таблица 4.13 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П ₁	I _{п.0}	i _y
1ф	8	11,10	28,91
3ф	8	7,40	18,94
3ф	10	76,43	194,64

4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{г,ном}}, \quad (4.33)$$

2) Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{\text{Г,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,НОМ}}} = \frac{180}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,451 \text{ кА}, \quad (4.34)$$

2) Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{Л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{704}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,279 \text{ кА}, \quad (4.35)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{Л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{704}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,336 \text{ кА}, \quad (4.36)$$

4.9 Выбор аппаратных комплексов

Для КРУЭ 220 кВ выбраны ячейки ЯГГ-220 производства российской фирмы ОАО «Электроаппарат».

КРУЭ включает в себя основное технологическое оборудование подстанции, такое как: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

Все основные части КРУЭ заключены в металлическую оболочку, таким образом устройство не подвержено загрязнению от окружающей среды, климатическим воздействиям и старению диэлектриков с течением времени.

КРУЭ типа ЯГГ-220 на класс напряжения 220 кВ отвечает всем требованиям, предъявляемым сегодня к современным распределительным устройствам по мощности и надежности. Параметры выбранного оборудования для КРУЭ 220 кВ представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Сводная таблица по выбору высоковольтных аппаратов КРУЭ 220 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
	Комплексное распределительное устройство ЯГГ-220
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.max Г}} = 0,451 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 11,10 \text{ кА}$	$I_{\text{Т}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 28,91 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 125 \text{ кА}$

Выбранное комплектное распределительное устройство включает в себя всё необходимое оборудование для эксплуатации: измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители, ограничители перенапряжения, заземлители. Это оборудование было спроектировано специально для выключателя, и дополнительная проверка и выбор, не требуется.

Выбор генераторного выключателя

Отключение генераторов в блочных схемах рекомендуется производить генераторными выключателями. Использование генераторных выключателей позволит при отключении генераторов сохранить питание собственных нужд от сети 220 кВ. Для установки на генераторном напряжении примем элегазовые генераторные аппаратные комплексы КАГ–20 производства российской машиностроительной компании «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург). Данные приведены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Элегазовый генераторный комплекс

Каталожные данные КАГ-20
$U_{НОМ} = 15 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 6,3 \text{ кА}$
$I_{ОТК} = 50 \text{ кА}$
$i_{ПР.СКВ} = 230 \text{ кА}$
$\beta_{Н} = 90\%$

Аппаратные комплексы КАГ–20 состоят из элегазового выключателя типа ВГГ-15-50/6300, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН.

Выбор вспомогательного оборудования

В качестве одного из резервных источников питания для Вилуйской ГЭС 2 принята дизель-генераторная установка АД-1520С-Т400-2РП. Номинальная полная мощность 625 кВА, номинальная активная мощность 400 кВт. Номинальное напряжение 400 В. ДГУ представлена компанией «БМЕ - Дизель».

В качестве резервного трансформатора СН принят ТСЗ-2000/35/0,4 с номинальным напряжением 35 кВ. Он будет питать собственные нужды Вилуйской ГЭС 2 от подстанции ПС-СахаЭнерго (35 кВ).

5 Релейная защита и автоматика

Расчет номинальных токов.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{162 \cdot 10^3/0,9}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 6598 \text{ А}, \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ}}^2 = \frac{I_{\text{НОМ}}^1 \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{6598 \cdot 1}{7000/5} = 4,71 \text{ А}, \quad (5.2)$$

Номинальный ток на высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 477 \text{ А}, \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^2 = \frac{477}{500/5} = 4,77 \text{ А}, \quad (5.4)$$

Выбор трансформатора возбуждения:

Принимает трансформатор ТСЗ-2000/15,75/0,4

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 15,75 кВ:

$$I_{\text{ВН те}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 73,31 \text{ А}, \quad (5.5)$$

Вторичный ток трансформатора собственных нужд:

$$I_{\text{ВН те}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН те}}} = \frac{73,31}{80/5} = 4,58 \text{ А}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ВН те,р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{ВН те}} \cdot K_{\text{СХ}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН те}} \cdot K_{\text{ТТ ВН те}}} = \frac{1485 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 15,75 \cdot 80/5} = 1,92 \text{ А}, \quad (5.7)$$

5.1 Перечень защит основного оборудования

Генератор СВ – 1240/245-64

Силовой трансформатор ТДЦ 200000/220/15,75

Линии электропередачи 220 кВ

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

На главном гидрогенераторе СВ – 1240/245-64:

- 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 200000/220/15,75:

- 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;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения

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.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

Параметры гидрогенератора и силового трансформатора приведены в таблице 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ – 1240/245-64
Мощность номинальная	180	176,5 МВА
	164	150 МВт
Номинальное напряжение		15,75
Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,9
Частота вращения		98,3 об/мин
Номинальный ток статора		6598 А
Ток ротора при номинальной нагрузке		1485 А
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е)	синхронное X_d	0,73
	переходное $X'd$	0,29
	сверхпереходное $X''d$	0,19
Емкость обмотки статора		1,12 мкФ/фазу

Таблица 5.2-Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ – 200000/220/13,8
Мощность номинальная	200 МВА
Номинальное напряжение ВН	242 кВ
Номинальное напряжение НН	15,75 кВ
Напряжение короткого замыкания	$U_k = 11$

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$) 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: $I_{НОМ} = 6598 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 7000/5 \text{ А}$.

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

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

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.7)$$

где $K_N = 2$ - коэффициент надежности.

$$I_{CP,0} = (0,15 - 0,2) \cdot I_N, \quad (5.8)$$

Принимаем уставку:

$$I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_N = 989,7 \text{ А}, \quad (5.9)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.10)$$

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);

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{X''_d} \cdot I_{\text{Н}} = 34726,32 \text{ А}, \quad (5.11)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.10):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,19} \cdot 6598 = 3472,63 \text{ А},$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad \text{где } I_{\text{T}} = I_{\text{МАКС}} \quad (5.12)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{3472,63 \cdot 2}{34726,32}$$

$$K_{\text{T}} > 0,2,$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надежности;

I_{T} - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15 \cdot I_{\text{Н}}}{0,3} = 0,5 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.14)$$

Исходя из условия (5.14) типовое значение уставки принимается равным $1,5 \cdot I_{\text{Н}}$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

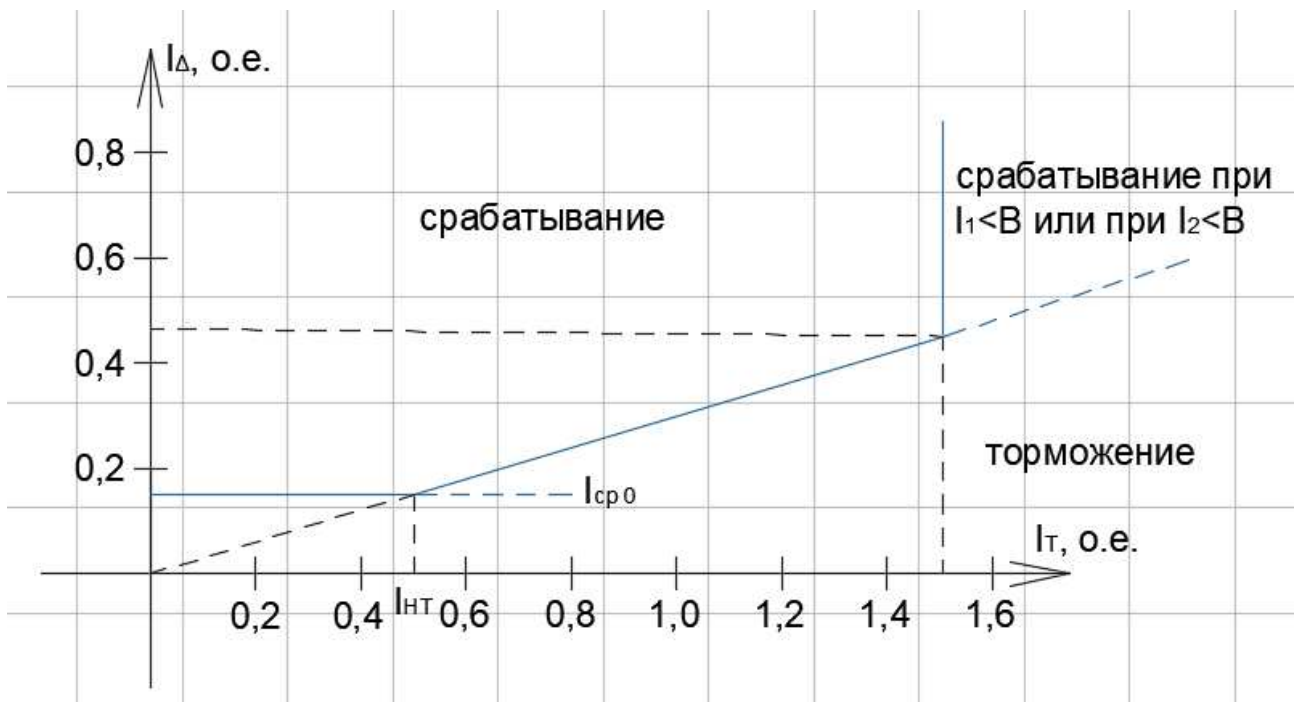


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя;
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 1,1 + 0,008 + 0,45 = 1,56 \text{ мкФ.} \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 13,35 \text{ А,} \quad (5.16)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.17)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,63 \text{ кВ} \quad (5.18)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46630 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,56} = 177,98 \text{ В} \quad (5.19)$$

Расчетное значение $U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 177,98 \text{ В}$.

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.20)$$

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

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 177,98}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}$$

$$U_{CP} \geq 1,03В,$$

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \tag{5.21}$$

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

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

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

Защита от повышения напряжения имеет две ступени

1) Уставка защиты $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 В, \tag{5.22}$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U_1 >$ рассчитывается:

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.23)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.24)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{доп} = A/I_{*2}^2, \quad (5.25)$$

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

Защита состоит из следующих органов:

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

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2СИГН} = (0,05 - 0,07), \quad (5.26)$$

$$I_{2СИГН} = 0,07 \cdot I_H, \quad (5.27)$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 500$ с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18, \quad (5.28)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.29)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H, \quad (5.30)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711,1 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}, \quad (5.31)$$

$$A = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}, \quad (5.32)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.2.

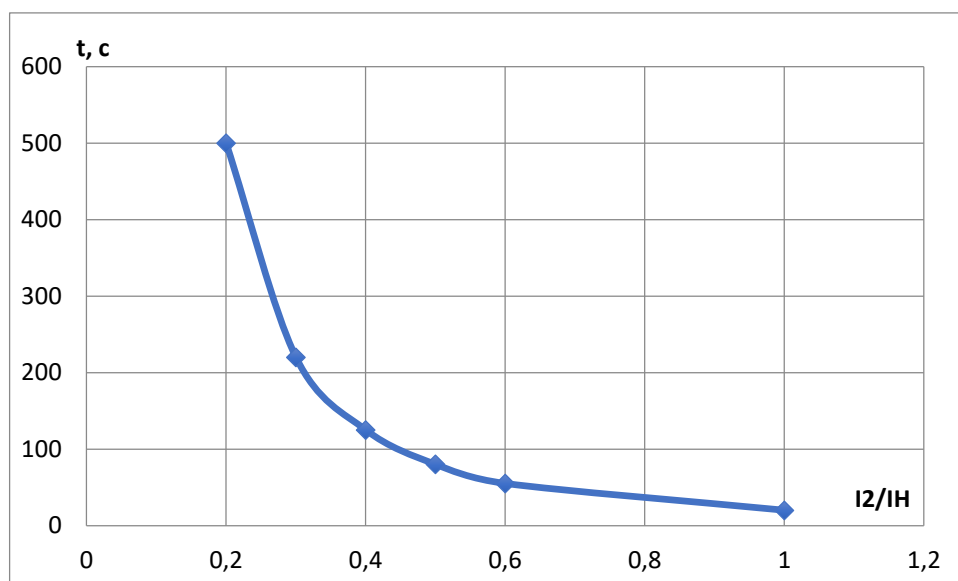


Рисунок 5.2 — Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$x_d'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{242}{15,75} \right)^2 = 44,85, \quad (5.33)$$

$$x'_л = x_{0,уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\phi,ном}^2} = 0,435 \cdot 100 \cdot \frac{180}{242^2} = 0,134 \text{ о. е.}, \quad (5.34)$$

$$I_{КА1.}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{2 \cdot 44,85 + 2 \cdot 0,098 + 2 \cdot 0,134} = 0,011 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3}^* = 2 \cdot I_{КА1.}^{(2)} \cdot K_T = 2 \cdot 0,011 \cdot \frac{242}{15,75} = 0,338 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

При двухфазном к.з в конце линии:

$$I_{2С.3} \leq \frac{I_{2С.3}^*}{K_{\phi}} = \frac{0,338}{1,2} = 0,28 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

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

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

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

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

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата;
 Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

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

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4:

Таблица 5.4 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

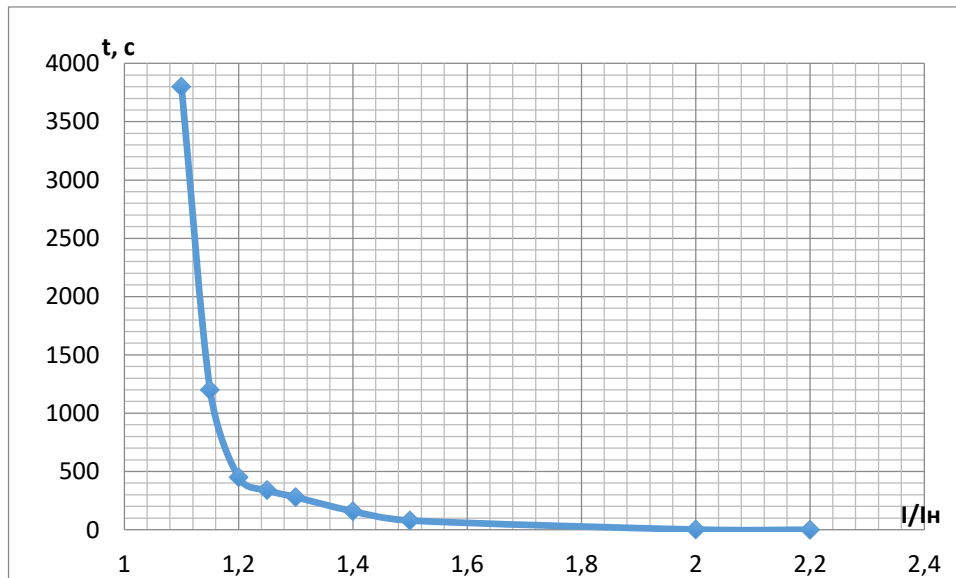


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

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

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66,02 \text{ В}, \quad (5.41)$$

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

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

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

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

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

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

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 31,77 + \frac{0,8}{4} \cdot 7,5 = 26,92 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{180}{200} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{180}{242^2} \cdot 7,5 = 0,08.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,08 \cdot 1,38 = 0,11 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{15,75^2}{180} = 1,08, \quad (5.44)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,11 \cdot \frac{\frac{7000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 0,99 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,0 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6598} = 1,38 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_{\text{d}}} = \frac{2 \cdot 2,71 - 0,95}{0,73} = 4,11, \quad (5.47)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.48)$$

$$\cos\varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (5.49)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{СЗП} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,36}{1,1} = 0,33 \text{ о. е.}, \quad (5.50)$$

$$Z_{СЗП} = Z_{П \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,33 \cdot \frac{15,75^2}{180} = 0,45 \text{ Ом}, \quad (5.51)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{СЗП} = \frac{Z_{СЗП} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,45 \cdot 7000/5}{15750/100} = 4,0 \text{ Ом}, \quad (5.52)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 4,0 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{СМ1} = 0,013 \text{ Ом}$, $Z_{СМ2} = 0,054 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

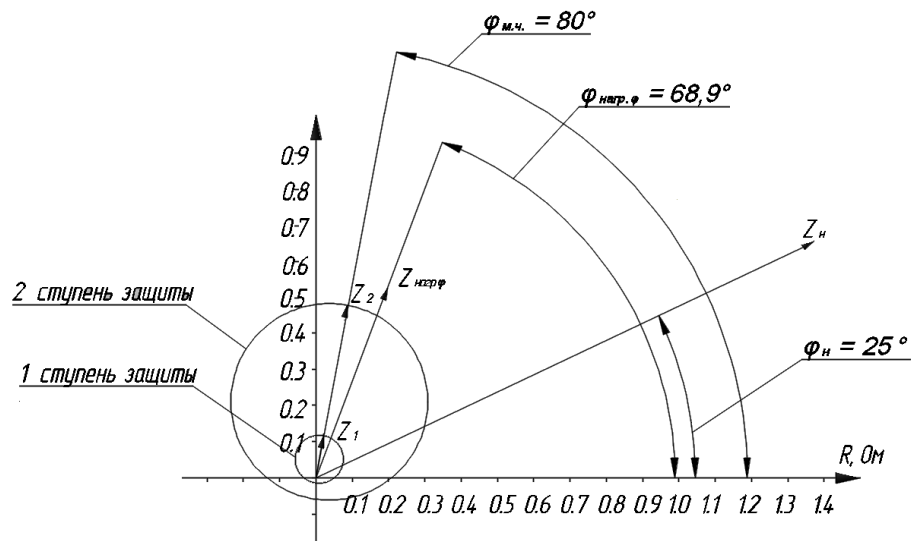


Рисунок 5.4 — Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.53)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.54)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Знания перегрузочной способности обмотки ротора представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

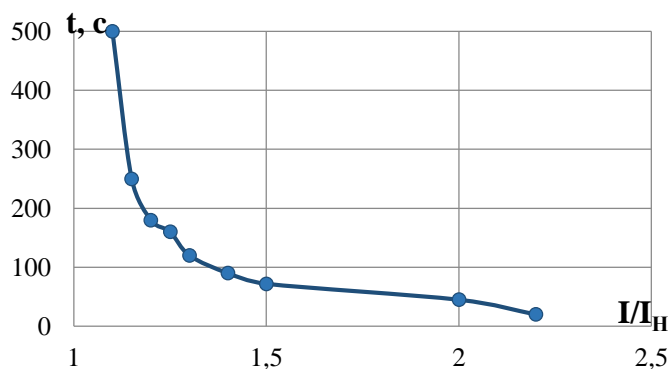


Рисунок 5.5 — Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.55)$$

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

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА».

ЭКРА 300 предоставляет широкий спектр возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

Таблица уставок и матрица отключений защит представлена в Приложении В, таблица В.1, В.2. Все рассчитанные защиты представлены на чертеже.

6 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

6.1 Исходные данные

Характер регулирования стока: годичный;
Установленная мощность ГЭС $N_{уст.} = 640$ МВт;
Количество агрегатов: 4;
Диаметр рабочего колеса $D = 6,70$ м.

Значение расходов:

- максимальный основной расход – $Q_{max} = 8096,69$ м³/с;
- максимальный поверочный расход – $Q_{max} = 10303,87$ м³/с;
- $Q_{ag} = 332,72$ м³/с;
- $Q_{вхк.} = 150$ м³/с;
- Скорость ветра: 28 км/ч;

Отметки:

- Нормальный подпорный уровень НПУ = 246 м,
- Форсированный подпорный уровень ФПУ = 247 м;
- УМО = 240,61 м, ДНО = 180 м;

Полезный объём водохранилища $V_{вдхр} = 9,83$ км³

Геологический разрез по створу плотины (Приложение Г, рисунок Г.1)

Оголовок безвакуумного водослива (Приложение Г, рисунок Г.2)

Грунт основания: скала (диабазы):

- Внутреннее трение для грунта основания $tg\varphi = 0,67$
- Сцепление $c = 100$ кН/м²

Ширина створа на уровне НПУ = 725 м.,

Ширина створа на уровне ДНА = 362 м.

В состав сооружения входят:

- приплотинное здание ГЭС;
- станционная часть плотины;
- резервный водосброс;
- бетонная водосливная плотина;
- левобережная и правобережная глухая бетонная плотина;

6.2 Определение класса и отметки гребня плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнических сооружений

Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» [30] назначаем класс сооружения II по высоте и типу грунта основания. Плотины бетонный

железобетонные до 100 м ($H_{\max} = 65$ м), грунт скальный. Коэффициент надёжности для сооружений II класса [1]: $\gamma_n = 1,20$

6.2.2 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня плотины ∇ ГБП:

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

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

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

где Δh_{set} - высота ветрового нагона;

a - конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где k_w - коэффициент, принимаемый по СНиП [2, Приложение 1, таблица 2]; Коэффициент k_w представлен в таблице 6.1.

L - длина разгона волны, м;

α - угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha = 0$);

d - условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Таблица 6.1 – Коэффициент k_w

V_w м/с	10	20	30	40	50
$K_w \cdot 10^6$	1,2	2,1	3	3,9	4,8

Для скорости ветра $V_w = 11$ м/с принимаем $K_w = 1,29 \cdot 10^{-6}$

Длина разгона: $L = 1,1$ км ,

Средняя глубина водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{246 - 180}{2} = 33 \text{ м} \quad (6.4)$$

Тогда, высота волнового нагона равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,82 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{28^2 \cdot 1500}{9,81 \cdot (33 + 0,5 \cdot 0)} = 0,01 \text{ м} \quad (6.5)$$

Определяют высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая для этого:

1) Вычисляют безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6ч = 21600с$).

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1500}{28^2} = 18,77 \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{28} = 7567,71 \quad (6.7)$$

2) Из графика [31, Приложение 1, рисунок 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot T}{V_w}$. Необходимые величины сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Безразмерные комплексы

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
0,95	0,008	3,5	0,065

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

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 0,95 \Rightarrow T = \frac{0,95 \cdot 28}{9,81} = 2,71 \text{ с}, \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,008 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,008 \cdot 28^2}{9,81} = 0,64 \text{ м}, \quad (6.9)$$

3) Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi}, \quad (6.10)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 2,71^2}{2 \cdot 3,14} = 11,48 \text{ м}$$

4) Проверяют условие на глубоководность $d > 0,5\bar{\lambda}_d$. $33\text{м} > 5,74\text{м}$
Условие выполняется.

5) Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.11)$$

где K_i - коэффициент, определяемый по графику [31, Приложение 1, рисунок 2] в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

$$\text{Тогда } h_{1\%} = 0,64 \cdot 2,07 = 1,32 \text{ м,}$$

$$\nabla\text{ГБП} = 246 + 1,32 + 0,01 + 0,6 = 247,93 \text{ м.}$$

6.3 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины и глубинного водосброса

Исходными данными для гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, расчетные максимальные расходы воды, характеристики грунтов основания.

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов (максимальных расходов в каждом году из заданного ряда наблюдений).

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, отметку гребня водослива, форму сопряжения бьефов.

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС - $Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

($n - 1$) при числе гидроагрегатов ГЭС $n < 6$;

$$Q_{\text{осн.р}} = Q_{\text{max.осн}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{ав.вод}} = Q_{\text{max1\%}} - Q_{1\text{agr}}(n - 1) - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.12)$$

где $Q_{\text{max.осн}}$ - расчетный максимальный расход для основного расчетного случая, с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{\text{ГА}}$ - расход через один гидроагрегат Вилюйской ГЭС 2;

n - число гидроагрегатов;

$Q_{\text{ав.вод}}$ – расход через аварийный водосброс.

$$Q_{\text{осн.р}} = 8515,47 - 332,72 \cdot (4 - 1) - \frac{9,83 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 7095,93 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B}, \quad (6.13)$$

где q_B - удельный расход на водосливе,

$$q_B = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.14)$$

где q_p - удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 9,74 = 48,7 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.15)$$

$$\text{Тогда } q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 48,7 = 60,88 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $V_{\text{нр}}$ - допустимая скорость (для скального основания 5,0 м/с);

$h_{\text{нб}}$ - глубина воды в НБ при $Q_{\text{осн.мах}} 0,1\%$ - 9,74 м.

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{7095,93}{60,88} = 116,57 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону. Так же должно удовлетворять условию:

$$B = b \cdot n, \quad (6.16)$$

где n - число пролетов (не менее 2÷3),

b - стандартная ширина пролета (8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30) м.

Тогда принимается $n = 6$ количество пролетов по 24 метров.

Окончательная ширина водосливного фронта $B = 144$ м.

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B = (0,1 \div 0,13) \cdot 24 = 2,4 \div 3,12 \text{ м.}$$

С учетом того, что бык выполняется разрезным принимаем $\delta_B = 4$ м

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

Используя формулу расхода через водослив, можно определить полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.17)$$

где m - коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [33, раздел 6-4]. Принимается в курсовом проекте $m = 0,49$.

Тогда полный напор на водосливе в первом приближении:

$$H_{01} = \left(\frac{4865}{0,49 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,55 \text{ м},$$
$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} \quad (6.18)$$

где ε - коэффициент бокового сжатия,
 $\sigma_{п}$ - коэффициент подтопления (принимается равным 1).

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\zeta_y + (n - 1)\zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.19)$$

где b - ширина одного пролёта,
 n - число пролетов;
 ζ_y - коэффициент формы боковых устоев, принимаем 0,7;
 ζ_0 - коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, принимаем 0,45.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{8,02}{24} = 0,96.$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{7095,93}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,23 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.20)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,
 $\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса,

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} = \\ &= \frac{7095,93}{(246 - 180)(144 + (6 - 1) \cdot 4)} = 0,65 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (6.21)$$

где δ_6 - толщина быка;
 B - ширина водобросного фронта.
Таким образом:

$$H = 8,23 - \frac{1,1 \cdot 0,65^2}{2 \cdot 9,81} = 8,21 \text{ м},$$

где $H_{\text{ст}}$ - стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0 м). Тогда $H_{\text{ст}} = 8$ м.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 246 - 9 = 237 \text{ м}, \quad (6.22)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 236 + 1,6 \cdot 9 = 251,40 \text{ м}, \quad (6.23)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений ($\nabla\text{ГБП} = 247,93$ м и $\nabla\text{ГБ} = 251,40$ м), то есть $\nabla\text{ГБП} = 251,40$ м.

6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (6.24)$$

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} - Q_{р.в}, \quad (6.25)$$

где $Q_{пов.мах}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% ,

$Q_{ГЭС}$ - максимальных расход через все турбины, требующийся для выработки установленной мощности станции,

$Q_{р.в.}$ - расход, сбрасываемый через резервный водосброс сооружения гидроузла (см. пункт 6.3.7).

$$Q_{р.пов} = 10303,87 - 332,72 \cdot 4 - 15 = 9155,71 \text{ м}^3/\text{с},$$

Напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{9155,71}{0,49 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,50 \text{ м},$$

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

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.26)$$

$$H_{02пов} = \left(\frac{9155,71}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 144 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,76 \text{ м}, \quad (6.27)$$

$$H_{пов} = H_{02 пов} - \frac{\alpha \cdot V_{0пов}^2}{2 \cdot g}, \quad (6.28)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$\begin{aligned} V_{0пов} &= \frac{Q_{р.пов}}{(\nabla\PhiПУ - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} = \\ &= \frac{7095,98}{(247 - 180) \cdot (144 + 5 \cdot 4)} = 0,64 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (6.29)$$

$$H_{пов} = 9,76 - \frac{1,1 \cdot 0,64^2}{2 \cdot 9,81} = 9,76 \text{ м},$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\PhiПУ_p = \nabla\text{ГВ} + H_{пов} = 237 + 9,74 = 246,74 \text{ м}, \quad (6.30)$$

Расчётная отметка $\nabla\Phi\PiУ_p$ оказалась меньше заданной, поэтому исходная отметка достаточна для пропуска паводка; $\nabla\Phi\PiУ = 247$ м.

6.3.4 Построение профиля водосливной грани

Определяем координаты оголовка безвакуумного водослива [33, таблица 6-12]. Табличные координаты умножаем на $H_{ст}$ и строим кривую. В таблицу 6.3 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива. Приложение Г, рисунок Г.2.

Таблица 6.3 — Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ст} = 9$ м.

x	y	x, м	y, м
0,0	0,126	0	1,134
0,1	0,036	1	0,324
0,2	0,007	2	0,063
0,3	0,000	3	0
0,4	0,006	4	0,054
0,5	0,027	5	0,243
0,7	0,100	7	0,9
1,0	0,256	10	2,304
1,3	0,475	13	4,275
1,5	0,661	15	5,949
2,0	1,235	20	11,115
2,5	1,960	25	17,64

6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении (рисунок 6.1). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

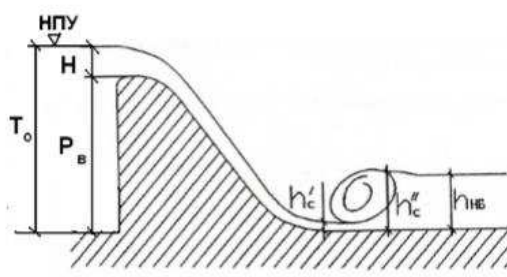


Рисунок 6.1 — Оголовок и сжатое сечение

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4865^2}{9,81 \cdot (144 + 5 \cdot 4)^2}} = 5,94 \text{ м}, \quad (6.31)$$

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{43,27}{0,79 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (246 - 180 - 0)}} = 1,52 \text{ м}, \quad (6.32)$$

где φ – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани [4, таблица 9-10];

q – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B + (n - 1) \cdot \delta_B} = \frac{7095,93}{144 + (6 - 1) \cdot 4} = 43,27 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.33)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{43,27}{0,90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (246 - 180 - 1,52)}} = 1,54 \text{ м}, \quad (6.34)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,54}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{5,94}{1,54} \right)^3} - 1 \right) = 15,76 \text{ м}, \quad (6.35)$$

$h''_c > h_{НБ}$, 15,76 м > 9,74 м прыжок отогнанный.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижнем бьефом соответствующую глубину.

6.3.6 Гашение энергии по способу водобойной стенки

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \left(\frac{43,27}{0,35 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 43,27^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,05 \cdot 15,76)^2} = 8,82 \text{ м}, \quad (6.36)$$

где $\sigma = 1,05$ – коэффициент запаса,;

$m = 0,35$ для водослива практического профиля.

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{CT}} = \sigma h'_c - H_{\text{CT}} = 1,05 \cdot 15,76 - 8,82 = 7,73 \text{ м}, \quad (6.37)$$

Расчет сопряжения потока после водобойной стенки.

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{CT}} + H_{\text{CT}} - h'_c)}} = \frac{43,27}{0,90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (7,73 + 8,82 - 0)}} = 3,04 \text{ м}, \quad (6.38)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{CT}} + H_{\text{CT}} - h'_c)}} = \frac{43,27}{0,90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (7,73 + 8,82 - 3,04)}} = 3,36 \text{ м}, \quad (6.39)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{3,36}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{5,94}{3,36} \right)^3} - 1 \right) = 9,62 \text{ м} \quad (6.40)$$

Так как $h''_c = 9,62 \text{ м} < h_{\text{НБ}} = 9,74 \text{ м}$, прыжок затопленный.

6.3.7 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

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

$$Q_{\text{ав.вод}} = 421,38 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \text{ (смотреть п. 6.1.3)}, \quad (6.41)$$

Местоположение глубинного водосброса определяем с учетом расстояния до галереи цементационной завесы. Туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии (минимум 3 м). Следовательно отметку порога водослива принимаем:

$$\nabla_{\text{пор. вод}} = \nabla_{\text{пол гал.}} + h_r + 5 = 178,98 + 3,5 + 5 = 187,5 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где $\nabla_{\text{пол гал.}}$ – отметка пола галереи цементационной завесы;

h_r – высота галереи цементационной завесы.

Назначаем предварительную высоту отверстия $h_{\text{отв}}$ равную 1 м и рассчитываем площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH}} = \frac{421,38}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 58}} = 15,61 \text{ м}^2, \quad (6.43)$$

где μ – коэффициент расхода, для водосброса с плавным выходом и небольшой шероховатостью принимаем 0,8;

$Q_{\text{ав.вод}}$ – расчетный расход;

H – напор над центром входного сечения (отметка центра входного сечения равна 188 м).

Определяем ширину водосливного фронта и разбиваем на стандартные отверстия:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{15,61}{2} = 7,8 \text{ м}, \quad (6.44)$$

$$B = n \cdot b_{\text{отв}} = 2 \cdot 4 = 8 \text{ м} \quad (6.45)$$

Принимаем количество отверстий $n = 2$, ширину отверстий $b_{\text{отв}} = 4$ м, высоту отверстий $h_{\text{отв}} = 2$ м.

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным.

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию. Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины.

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} (1 - n) + n(2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.46)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

ρ_b и ρ_w – плотности бетона и воды соответственно:

$$\rho_b = 2400 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}, \quad \rho_w = 1000 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 246 - 177 = 69 \text{ м}, \quad (6.47)$$

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ПОД}} &= \nabla_{\text{ДНО}} - 3 \\ &= 177 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.48)$$

где 3 - толщина слоя грунта с низкой несущей способностью, удаляемого при подготовке основания.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \cdot \left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.49)$$

где γ_n - коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,20;

$\text{tg}\varphi = 0,67$ (для скальных пород).

Задаваясь различными значениями n , произведен расчёт представленный в таблице 6.4 и построен графики зависимостей $B_n^{\text{I}} = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$ представленный на рисунке 6.2.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Таблица 6.4 - Координаты зависимостей $B_n^{\text{I}} = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$

n	$B_n^{\text{I}}, \text{ м}$	$B_n^{\text{II}}, \text{ м}$
0,1	50,73	61,38
0,2	51,72	58,46
0,3	53,08	55,80
0,4	55,89	53,37
0,5	57,30	51,15
0,6	60,52	49,10
0,7	64,91	47,21
0,8	71,17	45,47

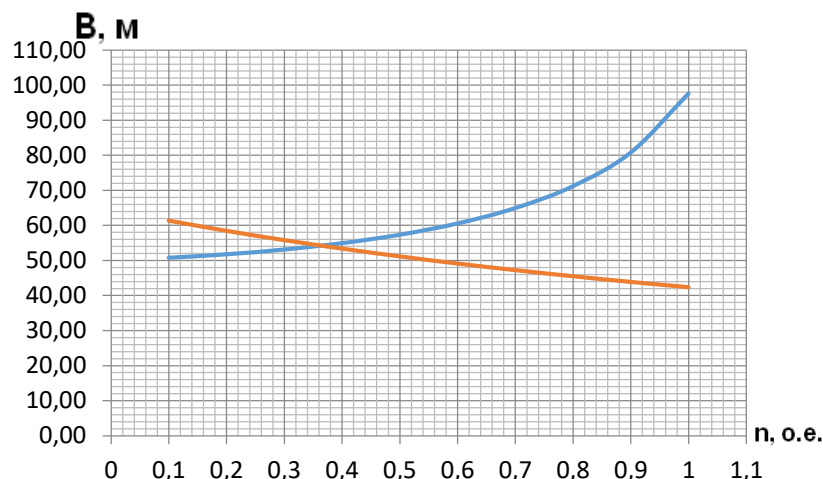


Рисунок 6.2 — Пересечение кривых $V_n^I = f(n)$ и $V_n^{II} = f(n)$
 Графики пересекаются в точке $n = 0,37$ и ширина подошвы $V_n = 55$ м.

6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

Так как плотина стоит на скальном основании, то в ней устраиваются шов, обеспечивающий свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Размер бетонной секции $l_{B_{bc}} = b + \delta = 24 + 4 = 28$ м.

Ширина постоянных деформационных температурных швов равна 0,5 см на расстоянии 3 м от лицевой грани и гребня и 0,2 см внутри тела плотины.

6.4.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в виде полукруга. Бык имеет разрезную конструкцию, т.е. по его оси проходят швы, отделяющие секции водосливной плотины. Бык данной конструкции имеет два пазовых перешейка, каждый из которых толщиной $\geq 0,8 \times 2$ м. Глубина паза рабочего затвора равна 0,6 м. Таким образом, минимальная толщина быка δ_6 принимается как:

$$\delta_6 \geq (0,8 + 0,6) \cdot 2 \geq 2,8 \text{ м}, \quad (6.50)$$

Окончательно толщина быка определяется по формуле Березинского, при ширине пролета водосливной плотины $b = 24$ м. толщина быка:

$$\delta_6 = (0,10 \div 0,13)b = (0,10 \div 0,13) \cdot 24 = 2,40 \div 3,12 \text{ м} \quad (6.51)$$

Так же в примечании к формуле Березинского указано, что ширина разрезного быка с деформационным швом принимается на 0,5 ÷ 2 м больше.

Таким образом, ширина быка окончательно будет равной:

$$\delta_6 = 3,12 + 0,88 = 4 \text{ м} \quad (6.52)$$

В нижнем бьефе отметка верха уступа быка принимается на 1 м. выше максимальной отметки уровня НБ, т.е. 190,74 м.

Ширина паза рабочего затвора составляет 1 м.

Ширина паза ремонтного затвора равна 0,5 м, глубина паза ремонтного затвора – 0,5 м. Данный затвор размещают на расстоянии 1,5 м. от рабочего затвора, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.4.4. Устои

На Вилюйской ГЭС 2 предусмотрен устой разделительный.

Разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и водослив.

6.4.5 Расчет фильтрации в основании бетонной плотины

Для того чтобы рассчитать основные размеры элементов подземного контура необходимо произвести расчет фильтрации под плотинной. В соответствии с СП «Плотины бетонные и железобетонные» [5] отношение $\frac{H_{as}}{H_d}$ для плотин II-го класса равно 0,4, тогда напор, действующий на цем. завесу, равен:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 65,01 = 26 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где $H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 246 - 180,99 = 65,01 \text{ м}$.

$\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$ – минимальный уровень НБ при расходе по требованиям водохозяйственного комплекса.

Отношение $\frac{H_{dr}}{H_d}$ для плотин II-го класса равно 0,15. Напор, действующий на дренаж по СП [5]:

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 65,01 = 9,75 \text{ м}, \quad (6.54)$$

Далее рассчитываем цементационную завесу.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{39,01 \cdot 1,20}{15} = 3,12 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где $\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 65,01 - 26 = 39,01 \text{ м}$,
 $J_{cr.m}$ – критический градиент напора на завесе для скального грунта, 15 м.

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{min}) = \quad (6.56)$$

$$= 0,5 \cdot (246 - 180,99) = 32,5 \text{ м},$$

где $\nabla\text{УНБ}_{min}$ – отметка минимального уровня НБ, равная 180,99 м над уровнем моря.

Расстояние от напорной грани до завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot B_n = 0,10 \cdot 55 = 5,5 \text{ м}, \quad (6.57)$$

6.4.6 Основные размеры дренажа в основании плотины

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраиваем дренаж.

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = (0,5 \div 0,7) \cdot 32,5 = (16,25 \div 22,75) \text{ м}, \quad (6.58)$$

Принимаем $h_{др} = 16,25 \text{ м}$.

Диаметр скважин для дренажа принимают в диапазоне 20 - 25 см. принимаем диаметр 0,2 м.

Расстояние от завесы до дренажа принимаем: $l_2 = 5 \text{ м}$.

6.4.7 Дренаж в теле плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен).

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{дренажа} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} \geq \frac{66 \cdot 1,20}{25} = 3,1 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где $J_{кр}$ - критический средний градиент напора для бетона плотины 25;
 γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

H_d - напор над расчетным сечением при отметке $H_d = 246 - 180 = 66$ м; Принимаем $a_{\text{дренажа}} = 3,1$ м. Диаметр дренажа принимаем $d = 0,2$ м.

6.4.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены поперечные и продольные галереи. Продольные галереи расположены с шагом по высоте 17 м относительно друг друга.

Галерея цементационной завесы располагается на высоте 3 м от подошвы плотины. Верховая грань данной галереи располагается на расстоянии 3 м от напорной грани плотины. Ширина галереи 3 м, высота 3,5 м.

Галерея для дренажа располагается над подошвой. Её ширина 3 м, высота 3,5 м. Расстояние между верховой гранью галереи для дренажа и нижней гранью галереи цементационной завесы 2 м.

Смотровые служат для обеспечения самотечного отвода воды из вышележащей части плотины, контроля состояния бетона плотины и уплотнений швов, размещения контрольно-измерительной аппаратуры и другое. Её ширина 2,0 м, высота 2,5 м.

6.4.9 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина пешеходной дорожки равна 1 м, ширина путей козлового крана 12 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню равна 19 м.

6.4.10 Расчет водобоя

Водобой устраивается в виде железобетонной плиты и служит для гашения энергии потока, проходящего через водослив.

Толщина водобоя определяется расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания и сдвига по формуле Домбровского:

$$\delta_b = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 28,09 \cdot \sqrt{1,54} = 5,23, \quad (6.60)$$

где скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + \Sigma \delta_b) \cdot h'_c} = \frac{7096,80}{(144 + 5 \cdot 4) \cdot 1,54} = 28,09 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.61)$$

Создание водобойной плиты толщиной 5,23 м нецелесообразно, поэтому толщина водобоя принимается равной 3 м, при условии, что плита будет закреплена в скальном грунте анкерами.

Длина гидравлического прыжка:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 15,76 - 1,54) = 71,01 \text{ м}, \quad (6.62)$$

Длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = (0,8 \div 1)l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 71,01 = 56,81 \text{ м}, \quad (6.63)$$

6.4.11 Рисберма

Рисберма на скальном основании представляет собой закрепленную в основании бетонную плиту. Основным предназначением является успокоение части энергии, которая не погасилась на водобое.

Длину рисбермы $l_{\text{пр}}$ принимаем 28 м. Рисберма представляет собой два ряда прямоугольных плит размером 14x12 м.

6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{\text{вхк}}$)

6.5.1.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$ определяются в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 8426,06 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1723,09 \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 4} = 34772,94 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где $S_{\text{пл}}$ - площадь поперечного сечения плотины;
 b - ширина пролета;
 $\delta_{\text{б}}$ - толщина быка;
 $\rho_{\text{б}}$ - плотность бетона.

Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{2424,24 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 4} = 8153,76 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.66)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (247 - 237 + 0,5) \cdot 24 = 252 \text{ м}^2, \quad (6.67)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 252 \cdot \sqrt{252} \cdot 9,81 = 2158,40 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{2158,40}{24 + 4} = 77,09 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.68)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 69^2}{2} = 23352,71 \text{ кН/м}, \quad (6.69)$$

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 246 - 177 = 69 \text{ м}, \quad (6.70)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,99^2}{2} = 78,09 \text{ кН/м}, \quad (6.71)$$

$$h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 180,99 - 177 = 3,99 \text{ м}, \quad (6.72)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,71 \cdot 3,36 = 32,96 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.73)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H$ – площадь поперечного сечения тела давления, вычисленная в ПК «AutoCAD», 3,36 м².

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^B = 1000 \cdot 9,81 \cdot 219,45 = 2152,80 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

где $S_{\text{ЭП}}^B$ – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в ПК «AutoCAD», 219,45 м².

Плечо силы взвешивающего давления относительно сечения, проходящего через середину подошвы 0 м.

6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.3.

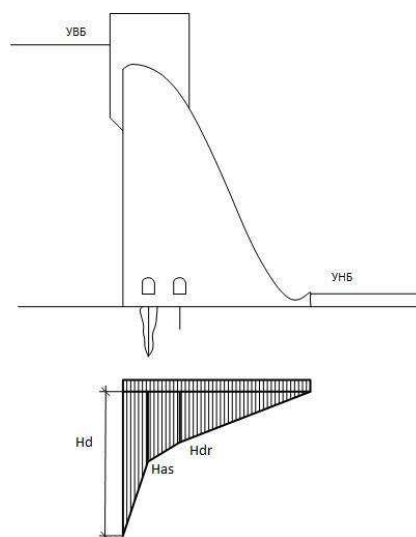


Рисунок 6.3 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины
Площадь эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины, вычислена в ПК «AutoCAD» и равна:

$$S_{\text{ЭП}}^{\Phi} = 542,43 \text{ м}^2$$

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 542,43 = 5321,24 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.75)$$

Плечо силы фильтрационного давления 15,45 м.

6.5.1.5 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань:

$$\begin{aligned} p_H &= \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 1,5 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = \\ &= 7,35 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.76)$$

где γ_H - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13 \text{ кН/м}^3$),
 $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$;
 h_H - толщина слоя наносов, 1,5 м;
 $\varphi_H = 20^\circ$ - угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{7,35 \cdot 1,5}{2} = 5,51 \text{ кН/м}^2, \quad (6.77)$$

6.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определена упрощенно по формуле А.И. Можевитинова:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,32 \cdot \\ &\cdot \left(\frac{11,48}{3,14} + \frac{0,48}{2} \right) = 25,29 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.78)$$

где $h_{1\%}$ - высота волны 1%-ной обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ - средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,32^2}{11,48} = 0,48 \text{ м}, \quad (6.79)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{11,48}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,32 = 1,33\text{м}, \quad (6.80)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $(1,05 \div 1,1) \cdot h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $(5 \div 8) \cdot h_{1\%}$ УВБ.

6.5.2 Расчет прочности плотины

6.5.2.1 Определение напряжений

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

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

Для удобства расчёта составляется таблица 4, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad. Основные нагрузки на плотину сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_v	1,00	23352,71	23,00	537112,22
T_n	1,00	78,09	1,33	-104,09
$W_{пр}$	1,00	32,96	25,56	842,50
$G_{п}$	0,95	8153,76	9,82	-76066,41
$G_{б}$	0,95	34772,94	10,00	-330342,94
$W_{взв}$	1,00	2152,80	0,00	0,00
$W_{ф}$	1,00	5321,24	15,45	82191,85
E_n	1,20	5,52	3,50	23,17
$W_{волн}$	1,00	25,29	65,96	1667,82
q_z	0,90	77,09	25,00	-1734,43
ΣN 33408,66				ΣM 213589,68

Расчёт крайних напряжений в сечении плотины на отметке 393м (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \sum M}{B^2}, \quad (6.81)$$

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

$$\sigma_y^u = -\frac{33408,66}{55} + \frac{213589,68}{55^2} = -183,78 \text{ кН/м}^2, \quad (6.82)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.83)$$

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

$$\sigma_x^u = -183,78 \cdot 0^2 - 10 \cdot 69 \cdot (1 - 0^2) = -690 \text{ кН/м}^2, \quad (6.84)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0, \quad (6.85)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -183,78 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 69 \cdot 0^2 = \\ &= -183,78 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.86)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 69 = -690 \text{ кН/м}^2, \quad (6.87)$$

1) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2} = -\frac{33408,66}{55} - \frac{213589,68}{55^2} = -1031,08 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.88)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1031,08 \cdot 0,81^2 - 10 \cdot 3,99 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,81^2) = -690,21 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.89)$$

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

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,99 + (-1148,64)) \cdot 0,81 = \\ &= 802,86 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.90)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 3,99 = -39,90 \text{ кН/м}^2, \quad (6.91)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1148,64 \cdot (1 + 0,81^2) + 10 \cdot 3,99 \\ &\cdot 0,81^2 = -1681,39 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.92)$$

6.5.2.2 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.93)$$

где R_b - расчетное сопротивление бетона сжатию согласно с [32];

$\gamma_n = 1,20$ - коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения в соответствии с [32];

γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1$ [32];

γ_c - коэффициент условий работы $\gamma_c = 0,95$ [32];

Предварительно принимается бетон класса В10 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

Рассчитываем выражение, для основного случая:

$$1,20 \cdot 1 \cdot 1681,39 \leq 0,95 \cdot 2800 \text{ (кПа)},$$

$$2017,67 \text{ кН/м}^2 \leq 2520 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.94)$$

$$-183,78 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.95)$$

$$|-183,78| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 69$$

$$183,78 \text{ кН/м}^2 \geq 172,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.5.2.3 Расчет устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.96)$$

$$R = N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot B = 33408,66 \cdot 0,67 + 150 \cdot 55 = 32425,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.97)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,67$ – внутреннее трение для грунта основания (скальные);
 $c = 150 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;
 B – ширина подошвы плотины.

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 23352,71 - 78,09 + 25,29 + 5,51 = 23305,42 \text{ кН/м}, \quad (6.98)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{33408,66 \cdot 0,95}{23305,42 \cdot 1} \geq 1,20,$$

$$1,25 \geq 1,20.$$

Полученные значения должны быть больше либо равными коэффициенту надёжности по назначению сооружения, но не превышать его на более чем на 10 (%). Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Определение технико-экономических показателей

7.1 Объём производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

Генерируемая электроэнергия является продуктом первой необходимости, это товар, который не подлежит накоплению, и поставляется в общие электрические сети, где происходит ее продажа на оптовом или розничном рынке.

Реализация электроэнергии происходит по факту, в зависимости от потребления и осуществляется на рынках РРД, РСВ, БР (Рынок регулируемых договоров, Рынок на сутки вперед, Балансирующий рынок. Оценка объёмов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 — Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	640	640	640	640
Число часов использования установленной мощности	3725	3725	3725	3725
Выработка электроэнергии, МВт·ч	2383851	2383851	2383851	2383851
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,0	1,0	1,0	1,0
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	23838,51	23838,51	23838,51	23838,51
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	2360012	2360012	2360012	2360012
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	2541,73	2619,61	2697,49	2773,02
НДС к выручки, тыс.руб.	35,301	36,383	37,465	38,514

Выручка растет, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, тыс.руб
Расходы на оплату труда	255,20	163,32
Прочие	274,00	175,35
Итого по ГЭС		338,67

Отчисления на ремонт определяются исходя из величины их стоимости в зависимости от этапа проекта, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
1 - 5	6 - 15	16 - 25	свыше 25
0,04%	0,06%	0,08%	0,10%

Расходы в соответствии с единым сценарным условием РусГидро, на услуги регулирующих организаций без учета НДС на 2018г представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, тыс.руб
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	86,64
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 руб/Мвт*ч	6,06
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт*ч	1,76
Итого		94,46

В соответствии с Налоговым Кодексом РФ налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч для реки Тимптон составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу с 2022г. по 2025г. представлены в таблице 7.5. Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу с 2022г. по 2025г.

Наименование	Год реализации проекта			
	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	297,6	412,6	438,3	438,7
Расходы на страхование, млн.руб.	13,8	17,4	17,5	17,1
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	338,7	338,7	338,7	338,7
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	5,8	7,2	11,0	10,7
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	94,5	94,5	94,5	94,5
Налог на воду, млн.руб.	26,5	26,5	26,5	26,5
Итого, млн.руб.	776,8	896,9	926,5	926,1

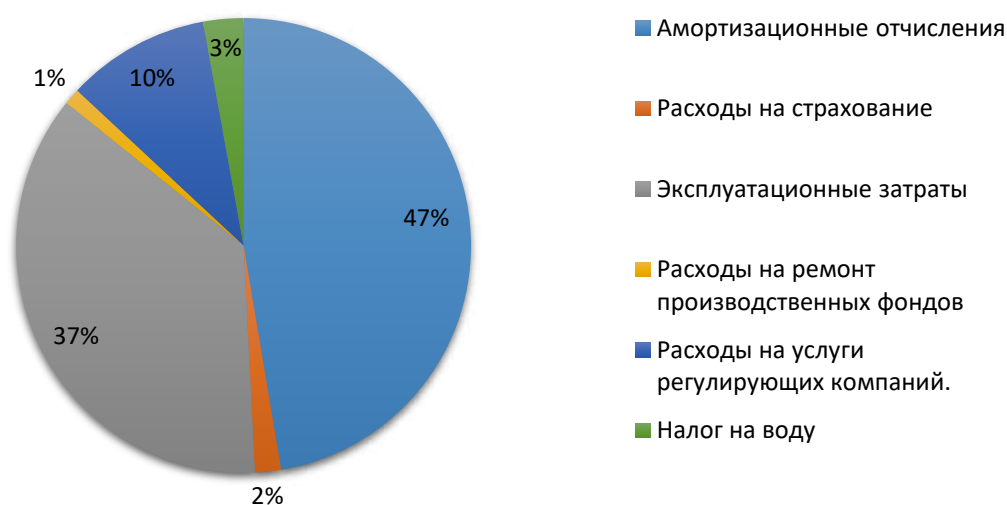


Рисунок 7.1 - Структура текущих затрат по гидроузлу, %.

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы после, окончания строительства, представляют собой оттоки денежных средств в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ и включают в себя:

- налог на прибыль –20%
- НДС –18%
- взносы в социальные фонды –34%
- налог на имущество –2,2%
- налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч для реки Вилюй - 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы в период эксплуатации за исследуемый период приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	1183,76	1152,90	1212,24	1254,78	1183,76
НДС, млн.руб.	337,66	259,28	1464,45	1504,49	337,66
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	94,38	94,38	94,38	94,38	94,38
Налог на имущество, млн.руб.	194,04	421,96	408,52	395,01	194,04
Итого, млн.руб.	2337,96	1809,84	1928,53	3179,59	3248,66

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль один из основных показателей эффективности проекта, представляющий собой разницу между затратами на производство единицы продукции и себестоимостью.

Отчет о прибылях и убытках позволяет установить такие показатели как: выручка, валовая прибыль, чистая прибыль, текущие расходы и налоги на прибыль.

Данные за первые годы проекта представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Отчет о прибылях и убытках

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	6600,93	6829,47	7024,34	7349,34	7538,19
Текущие расходы, млн.руб.	597,16	776,82	896,89	926,45	926,13
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	6003,77	6052,65	6127,45	6422,88	6612,06
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1200,75	1210,53	1225,49	1284,58	1322,41
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	4803,01	4842,12	4901,96	5138,31	5289,65
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлен на рисунке 7.2.

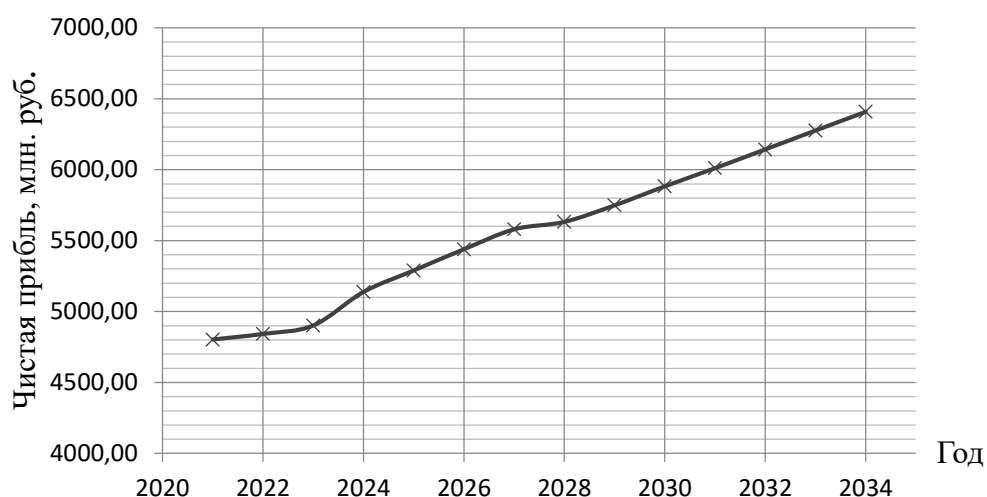


Рисунок 7.2 – Рост суммы чистой прибыли

По графику можно сказать, что в данном проекте идет достаточно быстрый рост чистой прибыли, которая является основным источником формирования доходов бюджета и денежных накоплений предприятия.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

7.5.1 Методология, исходные данные

Оценка инвестиционного проекта позволяет определить эффективность проекта по таким показателям как: чистый, дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и др.

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

1) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТОЭ 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) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Приняты предпосылки, для целей моделирования финансово-экономического расчета:

- период прогнозирования для Тимптонской ГЭС мощностью 600 МВт составляет 27 лет;
- созданная финансовая модель является реальной экономической ситуацией, сложившейся на российском рынке – 1 квартал 2018 года.
- в период проекта не предполагается каких либо изменений в экономической сфере.

Динамика тарифов на электроэнергию для Якутской области принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

7.5.2 Коммерческая эффективность

Основные показатели эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций представленных в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Значения
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	107
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	16415,17
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,97
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	24,47
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,11
Удельные капиталовложения, руб/Квт	72447,55

7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов и расходов федерального и регионального бюджетов от реализации данного проекта и рассчитываются на основании потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся:

- притоки от налогов, назначенных действующим законодательством.

Планируемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Налоговые поступления, млн. руб.	2362,29	1836,38	1955,07	3206,13	3275,20
В Федеральный бюджет, млн. руб.	2301,75	1642,34	1533,10	2797,61	2880,19
В Региональный бюджет, млн. руб.	60,54	194,04	421,96	408,52	395,01

Так как растет выручка от продажи электроэнергии, налоговые поступления увеличиваются.

7.6 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта производится с целью оценки степени влияния изменения одного фактора, на конечный фактор, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в проекте. По данным можно сделать вывод, благоприятно или нет какой-либо фактор влияет на проект и спрогнозировать дальнейшее развитие ситуации.

Далее представлены данные изменений индекса прибыльности (PI) от таких важных факторов как: объём инвестиций, ставка налогов и цена сбыта.

Индекс прибыльности (PI) - это относительный показатель, рассчитываемый как отношение текущей ценности будущего денежного потока к начальной себестоимости и который характеризуется уровнем полученной прибыли на каждую единицу затрат.

График зависимости индекса прибыльности от ставки налогов представлен на рисунке 7.3. Графики зависимости индекса прибыльности от объёма инвестиций и цены сбыта представлены на рисунке 7.4 и 7.5.

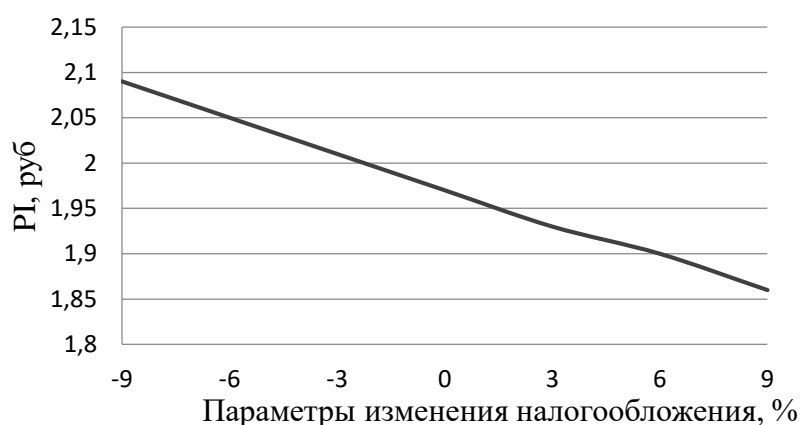


Рисунок 7.3 — Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки налогов.

По данному графику видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении-наоборот, т.е. присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться и будет более эффективен.

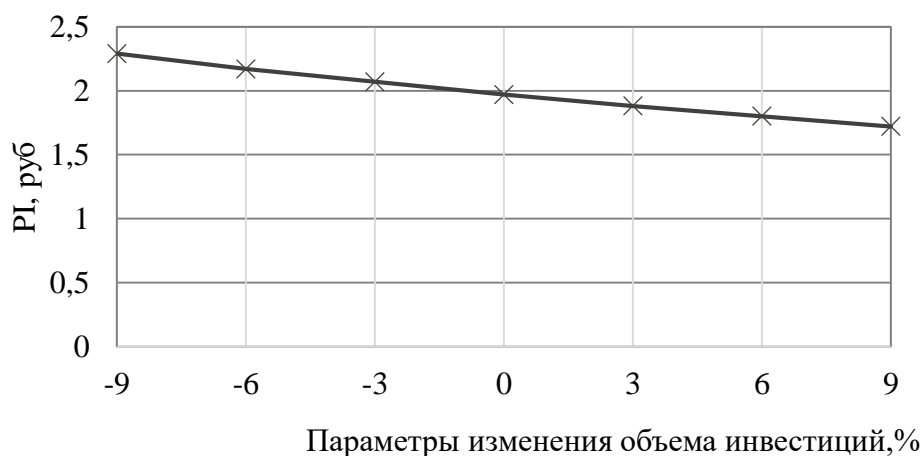


Рисунок 7.4 — Изменение индекса прибыльности (PI) от объёма инвестиций

По данному графику можно сделать вывод, что индекс прибыльности имеет обратную зависимость от объёма инвестиций. Чем больше инвестиций привлекается в проект, тем меньше индекс прибыльности.

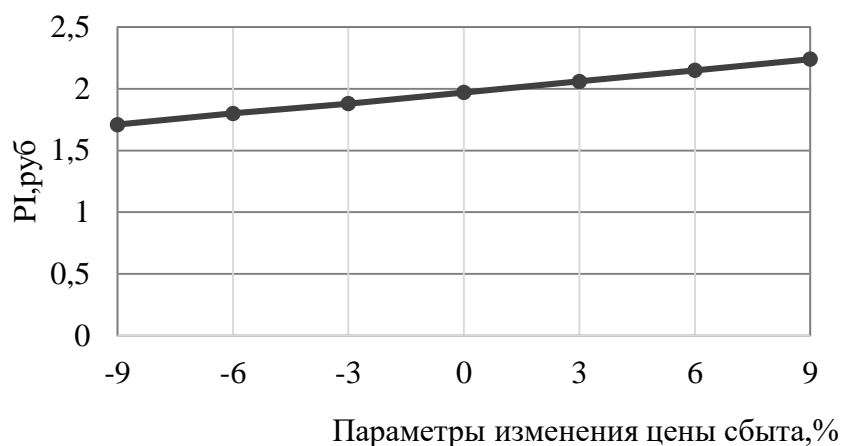


Рисунок 7.5 - Изменение индекса прибыльности (PI) от цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности прямо зависит от цены сбыта. При увеличении цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

По полученным данным можно сделать вывод, что наибольшее влияние на индекс прибыльности влияет изменение ставки налогов, так как график имеет достаточно сильную обратную зависимость и при увеличении ставки налогов приведет к ухудшению проекта.

8 Мероприятия по охране окружающей среды Виллюйской ГЭС 2. Охрана труда и пожарной безопасности

8.1 Общие сведения, охрана окружающей среды

Виллюйская ГЭС 2 расположена в республике Саха, Якутия на реке Виллюй в 40 км выше по течению от поселка Чернышевский.

Истоки реки расположены на Виллюйском плато Среднесибирского плоскогорья, недалеко от рек бассейна Нижней Тунгуски. Верхнее течение реки направлено с севера на юг, затем, приняв текущую ему навстречу Чону, Виллюй резко поворачивает на восток и сохраняет направление, близкое к широтному, до самого устья (севернее Сангара), в одном месте большой и крутой излучиной выгибаясь к югу (Сунтарская излучина).

Протяженность реки – 2 650 километров, размер водохранилища – 454 тыс. кв. километров, объем воды, стекающей в течение года, составляет чуть больше 46 кубических км. Ширина русла достигает тридцать метров, через 2 510 километров расширяется до пятидесяти м.

Питание смешанное с преобладанием снегового. Средний многолетний расход воды у посёлка Чернышевский (Виллюйская ГЭС) — около 600 м³/сек.

Климат резко континентальный, суровый. Среднегодовая температура в бассейне минус 8 градусов по Цельсию. Ледостав — в середине октября, вскрытие — в середине мая. Подъём уровня во время весеннего половодья до 10-15 м, в низовьях наблюдаются ледяные заторы.

В настоящее время экологическая ситуация в Якутской республике с каждым годом всё интенсивнее усугубляется, вызывая беспокойство местных жителей.

Затоплено около тридцати миллионов кубических метров леса, русла рек загрязнены, рельеф земли разрушен. Очистительные сооружения в посёлках отсутствуют, отходы накапливаются, отравляя рыб, животных, растительную фауну. К негативным явлениям, которые дали мощный толчок разрушения экологической системы относят:

- Добычу алмазов, природного газа, нефти (из-за нарушения почвенных, растительных и снежных покровов);
- Создание ГЭС в верхних участках Виллюя (сток реки постепенно перераспределится, произошло изменение водного уровня и волнового, термического и ледового режима);
- выброс мусора в реки;
- Ядерные детонации, проводимые под землей (с 78 года 20 века было сделано несколько взрывов под землёй. В 96 г. подземный взрыв стал аварийным);
- Влияние токсичных элементов, которые находились в 1-х ступенях ракет, упавших в населенных пунктах возле Виллюя, Лены и их притоков (территория Оргета, Быракана).

В зоне траппового магматизма долина водотока горная, извилистая. Располагаются каньоны, которые постепенно сужаются до 160 метров. Наклоненные участки поверхности преимущественно обрывистого характера, густо поросшие лесом. Дно каменистое, местами скалистое, течение воды высокое.

На территории располагается 672666 озер, к самым глубоким относятся: Ниджиллийское озеро; Сюгджэр; Бараталах; Богуда; Мастах; Мосаны.

Водные ресурсы виллюйского бассейна многообразны обилием и разнообразиями рыбы, среди них: серебряные и золотые караси, осётры, ряпушки, таймени, язи, нельмы, сороги, щуки, ерши, песчанки, пеляди, окуни и другие.

Встречаются бурые медведи, олени, белые куропатки, лоси, глухари.

Территория богата месторождением природных полезных ископаемых (уголь, слюда, железная руда, твердые драгоценные минералы, газ). Береговая линия застроена поселениями, посёлками, городами.

Воздействие Виллюйской ГЭС 2 на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

Для наиболее эффективного и безопасного использования гидроэлектростанций требуются решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Виллюйской ГЭС 2 проводится анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой использования природных ресурсов и охраны окружающей среды при проектировании Виллюйской ГЭС 2 являются следующие нормативные документы:

- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (Принят Государственной Думой 12 апреля 2006 года., ред. от 29.07.2017г);
- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200–ФЗ (Принят Государственной Думой 8 ноября 2006 года., ред. от 29.12.2017);
- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7–ФЗ (с изменениями на 31.12.2017) «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52–ФЗ (ред. от 3.07.2016) «О животном мире»;
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Виллюйской ГЭС 2 относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим изменение ландшафтов, климата, качества воды и пр.;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и очистка территории;
- сбросы ГЭС и связанные с этим изменения, температурного, гидрологического, и ледового режимов реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

При строительстве Вилюйской ГЭС 2 будут выполняться следующие работы:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка территории к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

В период строительства будет выполняться большой объем строительномонтажных работ, то будет образовываться большое количество отходов, в нем относится:

- 1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме
Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (8.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (1145292,48 м³)
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)
 ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$)

$$M = \frac{1145292,48 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 51538,16 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 51538,16 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме). Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8.3 Безопасность гидротехнических сооружений

Важнейшей задачей службы эксплуатации Виллойской ГЭС 2 являются обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий могут быть катастрофическими, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации проектируемой ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений», требованием которого является составление декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет порядок, содержание составления Декларации о безопасности ГТС. обязательным является осуществление государственной экспертизы для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте или восстановлении.

Ответственность за обеспечении безопасности лежит на собственнике ГЭС. Для контроля состояния основных сооружений проектируемой ГЭС должны быть предусмотрены контрольно-измерительные аппараты, который отслеживают изменения в состоянии плотины. Собственник ГТС в соответствии с Федеральным законом должен разработать декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам:

- Строительным нормам и правилам;
- Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации»;
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- государственным стандартам безопасности труда;
- правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- правила пожарной безопасности в Российской Федерации;

- иные действующие государственные и отраслевые нормативные и правовые акты.

Отклонение от правил, как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются. Только при введении новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является обеспечение выполнения требований охраны труда, информирование и консультирование по вопросам охраны труда, для создания безопасных условий работы и уменьшение производственного травматизма, заболеваемости. Обучение безопасным приемам работы, приемам оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным приемам работы, приемам оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;

- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы;

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

8.4 Пожарная безопасность, охрана труда

Требования к пожарной безопасности изложены в федеральном законе от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должна быть оборудована системами пожаротушения и пожарной сигнализации, для обнаружения, оповещения и устранения пожаров, пути эвакуации людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных помещений и установок возлагается на руководителей структурных подразделений или на назначенных должностных лиц.

Руководители отделов, подразделений и лиц, ответственных за пожарную безопасность отдельных подразделений, помещений и оборудования, обязаны:

- обеспечивать разработку планов эвакуации людей, оборудования на случай пожара.
- обеспечивать соблюдение установленного противопожарного режима, требований правил пожарной безопасности и инструкции о мерах пожарной безопасности.
- знать характеристики пожарной опасности зданий, сооружений, технологических процессов, производственного оборудования, хранимых, используемых и обращающихся в производстве веществ и материалов и организовывать пожаробезопасное хранение, транспортирование и применение пожаровзрывоопасных веществ.
- проводить периодические осмотры территории, здания, производственных и служебных помещений с целью контроля за содержанием путей эвакуации людей, первичных средств пожаротушения, источников водоснабжения и т.д. и принимать срочные меры по устранению отмеченных недостатков.
- обеспечивать исправное содержание и постоянную готовность к действию средств противопожарной защиты, пожарной сигнализации и связи
- обучать работающих правилам пожарной безопасности.
- не допускать проведение работ с применением открытого огня в непредусмотренных для этой цели местах без письменного разрешения руководителя предприятия.

- знать правила содержания и применения имеющихся в подразделении первичных средств пожаротушения и обеспечивать их постоянную готовность;

- руководить действиями пожарных расчетов во время тушения пожаров;

- руководить эвакуацией людей и материальных ценностей во время пожара.

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Повторные инструктажи, вопросов по пожарной безопасности;
- Проведение противопожарных тренировок;
- Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Все лица, поступающие работать на проектируемую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам:

- Строительным нормам и правилам;
- Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации»;
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;

- государственным стандартам безопасности труда;
- правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
- иные действующие государственные и отраслевые нормативные и правовые акты.

Отклонение от правил, как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются. Только при введении новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является обеспечение выполнения требований охраны труда, информирование и консультирование по вопросам охраны труда, для создания безопасных условий работы и уменьшение производственного травматизма, заболеваемости. Обучение безопасным приемам работы, приемам оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным приемам работы, приемам оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

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

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

9 Система оперативного постоянного тока ГЭС

9.1 Назначение оперативного постоянного тока, основные понятия, состав и режимы работы системы оперативного постоянного тока

Система оперативного постоянного тока должна обеспечивать бесперебойное рабочее и резервное электропитание потребителей постоянного тока, размещаемых в здании ГЭС, на гидротехнических сооружениях и на площадках распределительных устройств.

Система оперативного постоянного тока включает следующие оборудование и устройства:

- аккумуляторные батареи — два или более аккумуляторов, соединённые в электрическую цепь.
- устройства заряда-подзаряда — состоит из источника питания, помещенного в защищенный корпус, и предназначено для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей, параллельной работы на нагрузку, а также для питания других потребителей;
- устройства стабилизации напряжения — к его входу подается напряжение с неустойчивыми или неподходящими параметрами для потребителя электроэнергии, а на выводе уже обладает нужными (устойчивыми) параметрами;
- преобразователи напряжения;
- распределительные щиты и панели с защитной и коммутационной аппаратурой;
- устройства контроля и автоматики;
- силовые и контрольные кабели.

Нагрузки системы оперативного постоянного тока могут быть отнесены к трем видам:

- постоянная — соответствует току, потребляемому в нормальном режиме работы, и остающаяся неизменной в течение режима аварийного разряда;
- временная — соответствует току, потребляемому при аварийном исчезновении переменного напряжения в системе собственных нужд станции, и характеризует установившийся режим аварийного разряда;
- толчковая — нормируется кратковременным увеличением тока потребителей на величину 70А длительностью до 1 с. Превышение установленных значений тока и длительности толковой нагрузки допускается при обосновании, выполняемом при разработке проекта СОПТ.

Классификация потребителей постоянного тока по виду нагрузки приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Классификация потребителей постоянного тока

Постоянная нагрузка	Временная нагрузка	Толчковая нагрузка
<p>Устройства управления, сигнализации, логической блокировки и релейной защиты</p> <p>Устройства противоаварийной автоматики и приводы коммутационных аппаратов (электродвигательные и магнитные)</p> <p>Устройства связи, обеспечивающие передачу сигналов РЗА и ПА</p> <p>Аварийное эвакуационное освещение</p>	<p>Инверторы резервного питания АСУ ТП, САУ ГА</p> <p>Начальное возбуждение гидрогенераторов</p> <p>Светильники аварийного освещения АБ, релейных щитов, пультов управления, насосных пожаротушения, осушения проточной части, дренажных</p> <p>Устройства систем диспетчерского и техно-логического управления</p>	<p>Включение и отключение приводов выключателей</p> <p>Срабатывание устройств РЗА и ПА</p>

Возможны следующие режимы работы системы постоянного тока:

Нормальный – режим обеспечения питания потребителей СОПТ при нормальном режиме работы системы собственных нужд переменного тока станции и исправности зарядно-подзарядных устройств и цепей их питания. Аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда.

Аварийный – режим, возникающий при нарушении нормального режима работы всей или части СОПТ, связанный с повреждением оборудования СОПТ, ухудшением качества электроснабжения или перерывом электроснабжения потребителей СОПТ.

Режим аварийного разряда – режим обеспечения питания потребителей СОПТ при аварийном исчезновении переменного напряжения в системе собственных нужд переменного тока станции. Режим аварийного разряда является расчётным при обосновании конфигурации схемы и выборе технических характеристик оборудования СОПТ.

В нормальном режиме питание сети аварийно-эвакуационного освещения осуществляется от общестанционных секций собственных нужд-0,4 кВ . А при аварийном исчезновении напряжения в сети СН переменного тока станции (в режиме аварийного разряда) питание сети аварийно-эвакуационного освещения переводится действием АВР на питание от стационарных аккумуляторных батарей СОПТ, обеспечивая минимальную требуемую освещенность в течение режима аварийного получасового разряда.

9.2 Выбор основного оборудования СОПТ для проектируемой ГЭС

Для выбора основного оборудования СОПТ проектируемой ГЭС используем исходные данные нагрузки всех потребителей постоянного тока.

Исходные данные:

- Постоянная нагрузка: 100 А
- Начальное возбуждение: 80А
- Аварийное освещение: 60 А
- Включение и отключение приводов выключателей: 8 А; Пусковой ток 75 А
- Срабатывание РЗА и ПА: 10 А
- Щит постоянного тока КРУЭ 220: 50 А; Пусковой ток 360 А

9.2.1 Определение требуемого количества элементов АБ

Производится исходя из значения напряжения поддерживающего заряда (указывается производителем). Значение напряжения поддерживающего заряда для аккумуляторов типа GroE, OGi, OPzS – 2,23 В на элемент.

При напряжении поддерживающего заряда 2,23 В на элемент и максимально допустимом напряжении на шинах ЩПТ при работе АБ в режиме постоянного подзаряда +5% $U_{ном} = 231$ В необходимо 104 рабочих элемента АБ.

9.2.2 Выбор аккумуляторной батареи и ее емкости

График нагрузки приведен на рисунке 9.1.

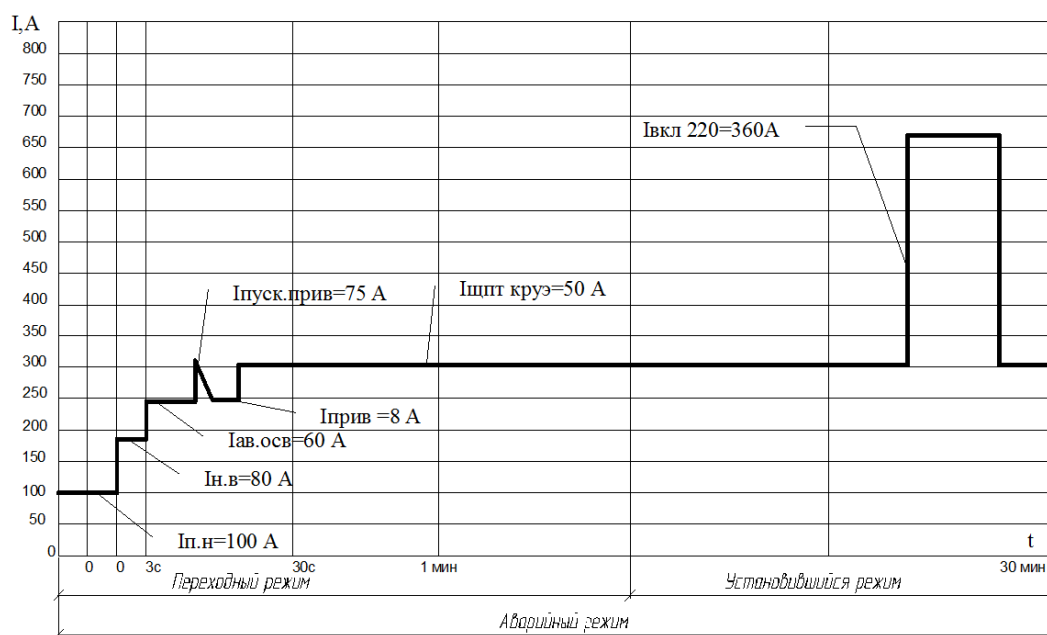


Рисунок 9.1 — График нагрузки потребителей оперативного постоянного тока

С учётом включения в цепь питания стабилизатора ток разряда в течение 30 минут составит:

$$I_p = I_{p.\text{нач}} \cdot 1,25 = 308 \cdot 1,25 = 385 \text{ A} \quad (9.1)$$

Толчок тока длительностью 1 с незадолго до конца 30-минутного интервала:

$$I_T = I_{T.\text{нач}} \cdot 1,25 = 668 \cdot 1,25 = 835 \text{ A} \quad (9.2)$$

Расчёт выполняем для батареи GroE с пластинами 100 А·ч, пользуясь номограммой на рисунке 9.2.

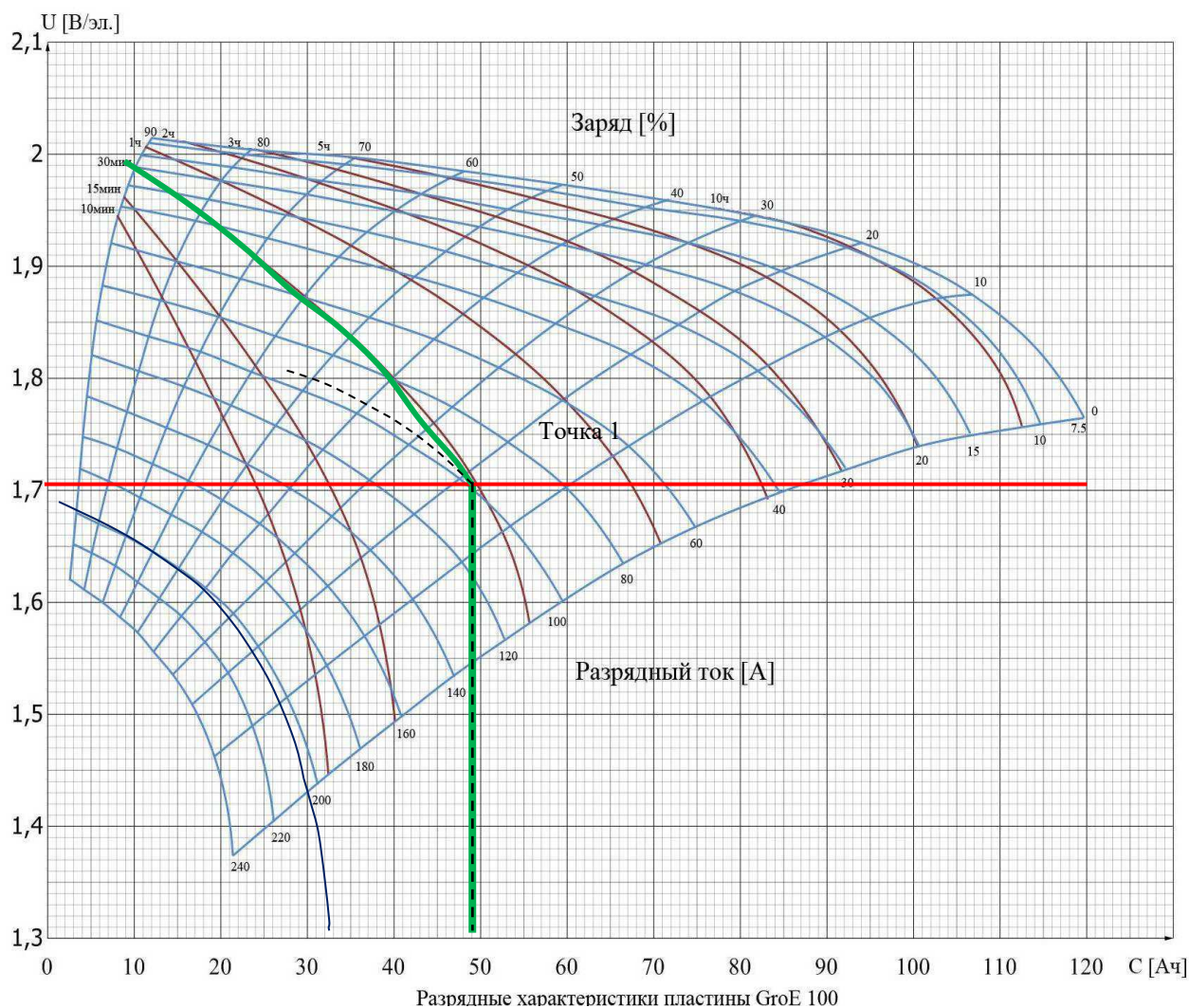


Рисунок 9.2 — Разрядные характеристики пластины GroE 100 (шаг 1)

В соответствии с условиями работы устройства стабилизатора напряжение на входе устройства должно быть не менее 175 В. Таким образом, минимально допустимое напряжение на элементе АБ при 104 рабочих элементах составит 1,68 В.

Для выбора аккумуляторной батареи принимаем минимально допустимое напряжение на элементе 1,70 В.

Отмечаем на номограмме уровень минимально допустимого напряжения 1,70.

Пересечение кривой 30-минутного разряда (зелёная кривая, точка 1) и линии минимально допустимого напряжения 1,70 В на элемент (красная линия) соответствует току пластины 99 А и снимаемой ёмкости с пластины в течении 30 минут равной 48,5 А·ч (пунктирные линии).

Из графика нагрузки (рисунок 9.1) определяем, что за 30 минут разряда с аккумуляторной батареи снимается ёмкость:

$$385 \cdot 0,5 = 192,5 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

Таким образом, определяем количество пластин АБ:

$$n = \frac{192,5}{48,5} = 3,93$$

Таким образом принимаем 4 пластины, что соответствует аккумуляторной батарее типа 4 GroE 100.

В соответствии с графиком нагрузки в конце аварийного получасового разряда толчок тока равен 835 А.

Для аккумуляторной батареи 4 GroE 100 при толчке 835 А ток на пластину составит:

$$835/4 = 208,75 \text{ А}$$

Проводим из точки 1 линию до пересечения с кривой тока (синяя линия) на пластину 208,75 А. При этом напряжение на элементе аккумуляторной батареи опускается значительно ниже установленного уровня 1,75 В.

Таким образом, принятая аккумуляторная батарея не соответствует установленным требованиям.

Продолжим выбор с использованием рисунка 9.3 (шаг 2).

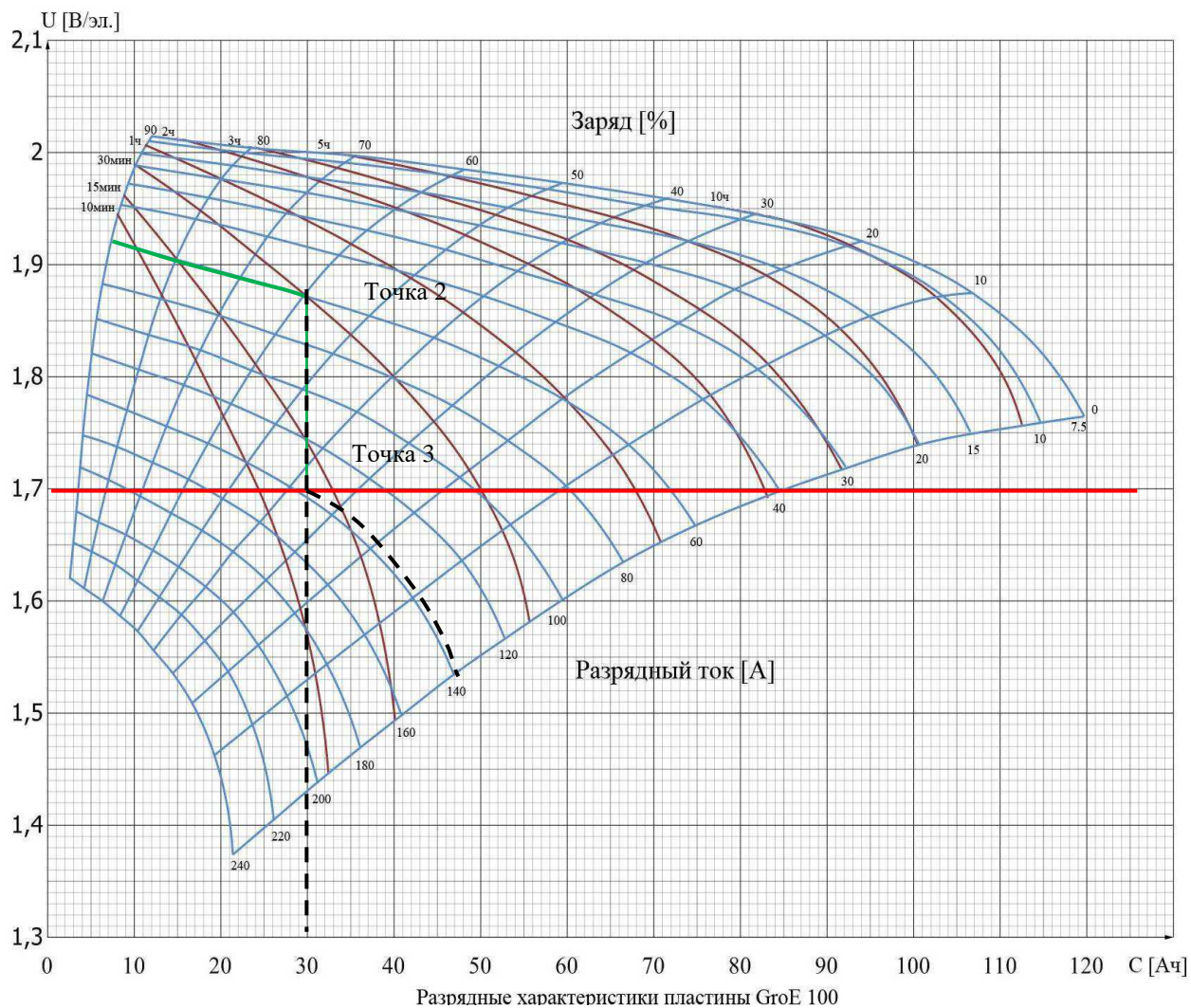


Рисунок 9.3 — Разрядные характеристики пластины GroE 100 (шаг 2)

Отмечаем уровень минимально допустимого напряжения 1,70 В (красная линия).

Из рисунка 9.2 было определено, что аккумуляторная батарея типа 4 GroE 100 не удовлетворяет требованиям, т.е. необходимо уменьшить ток на одну пластину.

Примем ток на пластину равным 60 А. Найдём точку пересечения 30-минутной кривой разряда и кривой разряда постоянным током 60А (точка 2).

При разряде током 60 А в течение 0,5 ч с пластины снимается ёмкость

$$60 \cdot 0,5 = 30 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

Точку 2 так же можно определить, восстановив перпендикуляр из точки 30 А·ч по нижней шкале до точки пересечения с кривой 30-минутного разряда. Данное пересечение и будет точкой 2.

Напряжение на элементе АБ в точке 3 около 1,9 В, что может удовлетворить требования.

Определим количество пластин АБ:

$$n = 385/60 = 6,42$$

Таким образом принимаем 7 пластин.

Проведем линию из точки 2 до пересечения с уровнем минимального напряжения на элементе 1,70 В – точка 3. Ток на одну пластину при этом будем равен приблизительно 135 А (пунктирная линия).

Определим количество пластин АБ по току на одну пластину:

$$n = 835/135 = 6,18$$

Также получаем 7 пластин.

По результатам проведенных расчётов примем аккумуляторную батарею типа 7 GroE 700.

Проведём проверочный расчёт с использованием рисунка 9.4 (шаг 3).

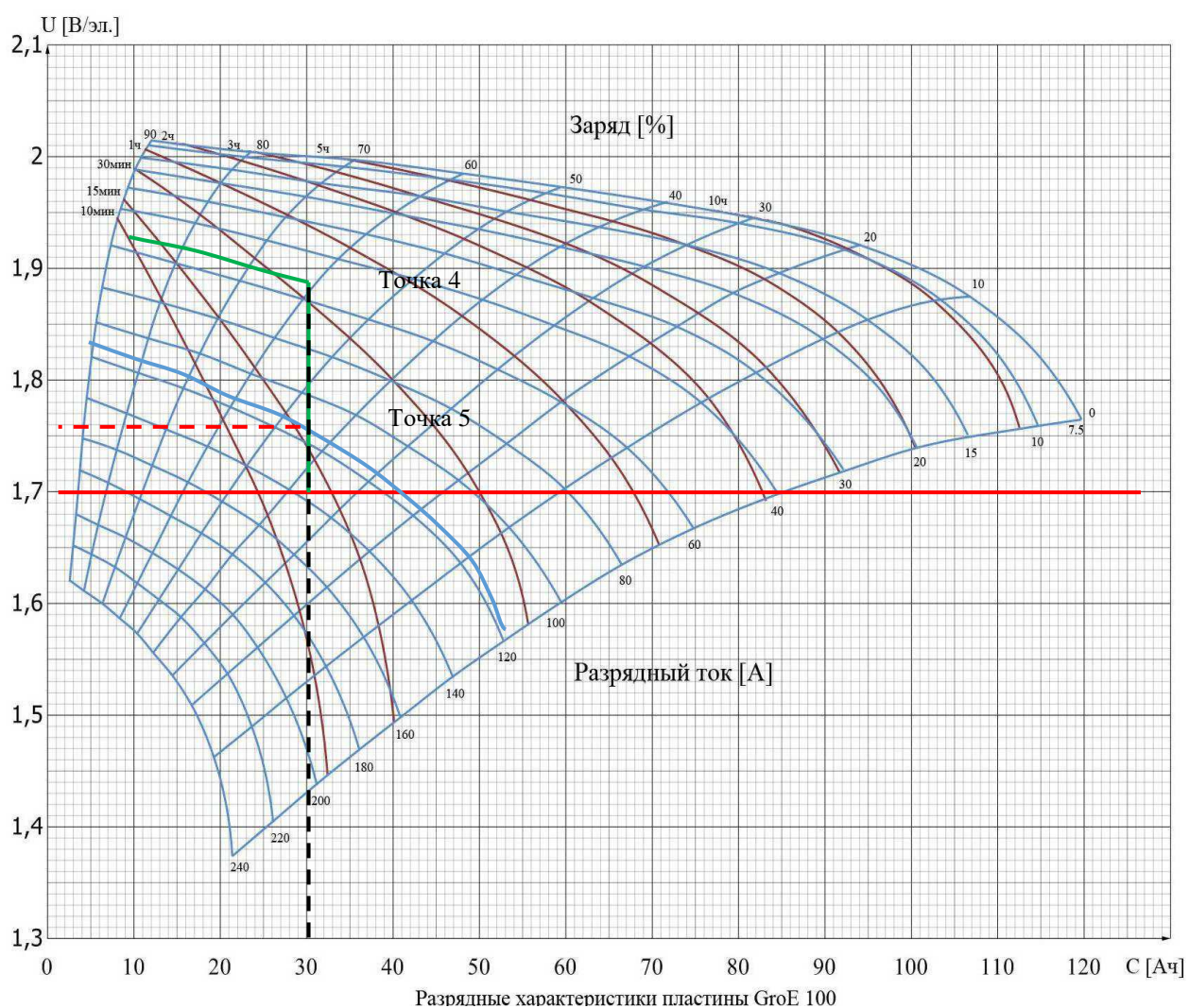


Рисунок 9.4 — Разрядные характеристики пластины GroE 100 (шаг 3)

Отмечаем уровень минимально допустимого напряжения 1,70 В (красная сплошная линия).

Количество пластин $n = 7$.

Ток пластины в течение 30 минут:

$$I_1 = 385/7 = 55 \text{ А}$$

Ток пластины во время толчка

$$I_2 = 835/7 = 119,28 \text{ А}$$

Находим точку пересечения характеристики разряда током 55 А с кривой 30-минутных разрядов (точка 4). Для определения точки 5 возводим перпендикуляр из точки 28 А·ч ($55 \cdot 0,5 = 27,5 \approx 28 \text{ А·ч}$) до пересечения с кривой 30-минутного разряда.

Из точки 4 проводим вертикальную прямую до пересечения с характеристикой разряда при токе 119,28 А (точка 5) и на вертикальной оси считываем значение напряжения во время толчка тока, которое оказывается равно 1,76 В.

Таким образом, аккумуляторная батарея 7 GroE 700 удовлетворяет принятым требованиям.

9.2.3 Выбор устройства заряда-подзаряда

Количество зарядно-подзарядных и агрегатов определяется количеством АБ и их компоновкой.

Питание зарядно-подзарядных и подзарядных устройств должно осуществляться от общестанционных секций собственных нужд – 0,4 кВ.

Зарядно-подзарядные устройства должны автоматически включаться в случае восстановления питания со стороны переменного напряжения и продолжать работу в изначально установленном режиме.

Питание взаиморезервирующих зарядно - подзарядных устройств необходимо осуществлять от разных секций ЩСН 0,4 кВ.

Зарядно-подзарядные устройства должны обеспечивать точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда не хуже $\pm 1\%$ и обеспечивать термокомпенсацию напряжения поддерживающего заряда.

Для проектируемой станции выбираем зарядно- подзарядный агрегат УЗП-100А.230В, в соответствии с выбранной аккумуляторной батареей, зарядные напряжение и ток которой рассчитываются по формулам:

$$U_{\text{зар}} = 2,67 \cdot n_{\text{АБ}} = 2,67 \cdot 104 = 277,68 \text{ В}, \quad (9.3)$$

где 2,67 – зарядный коэффициент для кислотных АКБ;
 $n_{\text{АБ}}$ – количество аккумуляторных батарей.

Зарядный ток для кислотного аккумулятора, должен составлять 10% от его общей емкости, поэтому для данного типа АКБ получаем:

$$I_{\text{зар}} = C_{\text{АБ}} \cdot 10\% = 400 \cdot 10\% = 40\text{А} \quad (9.4)$$

Количество УЗП для щита постоянного тока выбирается равное трем, УЗП 100 №1 и УЗП 100 №2 будут питать секции №1 и №2 соответственно. УЗП 100 №3 будет предназначено для резервирования основных агрегатов заряда - подзаряда.

9.2.4 Выбор шкафов управления оперативным током (ШУОТ)

Для организации режима взаиморезервирования основного щита постоянного тока на станции устанавливаются два ШУОТ со встроенными аккумуляторными батареями блочного тип. Для питания потребителей СОПТ, расположенных по территории распределительных устройств высокого напряжения предусматривается не менее двух АБ, работающих в режиме взаиморезервирования.

В нормальном режиме выпрямительное устройство шкафа получает питание от внешней сети переменного тока напряжением 220/380 В, преобразует его в постоянный ток напряжением 220 В питающий потребителей и заряд АКБ.

В случае исчезновения напряжения питания выпрямители отключаются, источником постоянного тока становится АКБ, электрической емкости, которой должно хватить на непрерывное питание потребителей до момента устранения неисправности в питающей сети.

При возобновлении внешнего питания выпрямительное устройство плавно включается в работу, начинается заряд АКБ.

Для шкафов ШУОТ рекомендуется применение малообслуживаемых АБ типа OPzS блочного исполнения и располагаемых в отдельном шкафу, оборудованном системой термоконтроля и подсоединённом к вытяжной вентиляции.

Исходя из графика нагрузки на рисунке 9.1 выбираем аккумуляторные батареи 7OPzS 700 с напряжением разряда 2,23 из 104 элементов.

9.3 Принципы построения и требования к схемам СОПТ

Построение схемы электрических соединений СОПТ осуществляется в комплексе с компоновкой электрооборудования, выбором источников питания, защитной аппаратуры и кабелей с учетом конфигурации существующих (при реконструкции) либо проектируемых кабельных трасс.

Конфигурация схемы электрических соединений проектируемой либо реконструируемой СОПТ определяется следующими требованиями:

- обеспечение требуемого уровня напряжений у потребителей как в нормальном режиме работы, так и в режиме аварийного разряда;
- возможность выполнения селективной защиты питания потребителей СОПТ от металлических и дуговых КЗ;
- обеспечение возможности нормальной эксплуатации и технического обслуживания аккумуляторных батарей и цепей вводов рабочего и резервного питания ЩПТ без потери питания потребителей СОПТ;
- обеспечение возможности проведения ремонтных и регламентных работ без ограничения режимов работы основного оборудования;
- при реконструкции СОПТ схема электрических соединений и применяемое оборудование должны обеспечить возможность поэтапной реконструкции без ограничения режимов работы основного оборудования;
- схема электрических соединений СОПТ должна быть проста и наглядна.

На Вилюйской ГЭС 2 основная схем электрических соединений выбирается с пофидерным питание, для осуществления надежности и экономической целесообразности. Плюсами такой схемы является возможность осуществить пофидерный контроль сопротивления изоляции и выводить оборудование в ремонт без потери питания на потребителях.

На КРУЭ 220 кВ схема СОПТ осуществлена аналогично станционной части с двумя аккумуляторными батареями и тремя устройствами заряда-подзаряда. Связь между подстанцией и станционной частью осуществляется с помощью силового кабеля, для осуществления надежности и взаиморезервирования.

Главная схема системы оперативного постоянного тока представлена в Приложении Е

В Приложении Д представлена структурная схема постоянного тока, которая представляет собой шкафы распределения оперативного тока ОТ1 — ОТ4 для каждого блока и шкафы управления оперативным током ШУОТ1 — ШУОТ4 и их присоединение к ответственным потребителям постоянного тока, которое осуществляется через автоматический ввод резерва.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование Вилуйской ГЭС 2 будет являться важной частью для социально-экономического развития, так как близлежащие территории богаты залежами полезных ископаемых, таких как алмазное месторождение на западе республики, урановое месторождение, крупнейшее в России месторождение коксующего угля, расположенного в юго-восточной части Якутии, а так же серебряные, нефтяные, газовые, железные, оловянные, вольфрамовые и др. месторождения. В перспективе развития предусмотрено строительство горно-обогатительных комплексов по добыче полезных ископаемых.

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Вилуйской ГЭС 2 на реке Вилуй, который является сооружением II класса.

В водно-энергетических расчетах была рассчитана установленная мощность Вилуйской ГЭС 2, равная 640 МВт и среднемноголетняя выработка 2,71 млрд. кВт·ч. Так же определена зона работы в суточных графиках нагрузки.

Определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Была построена область допустимых режимов работы по которому определены следующие напоры:

- максимальный напор $H_{\max} = 65$ м,
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 51,6$ м,
- минимальный напор $H_{\min} = 49$ м.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант гидротурбины РО 75а-В-670, с номинальным диаметром рабочего колеса $D_1 = 6,70$ м.

По справочным данным для выбранной гидротурбины с синхронной частотой вращения 93,8 об/мин был подобран гидрогенератор СВ - 1240/245-64 с номинальной активной мощностью 162 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 10 присоединений (6 ВЛЭП 220 кВ, 4 блока) КРУЭ 220 кВ, две системы сборных шин с МШВ.

По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: силовые трансформаторы ТДЦ - 200000/220 У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ - 2000/15,75 для ВЛЭП - сталеалюминевые провода марки АС - 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен перечень главных защит релейной защиты и автоматики согласно ПУЭ.

Компоновка гидроузла была выбрана приплотинная. Плотина состоит из следующих частей:

- а) гравитационная водосливная плотина, материал бетон;
- б) левобережная глухая бетонная ;
- в) правобережная глухая бетонная;
- г) станционная гравитационная плотина, материал бетон;

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка. Так же в качестве дополнительных были спроектированы донные отверстия водосбросной плотины, которые предусматриваются, как на период строительства, так и для дальнейшей эксплуатации.

Так же в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности составляет 1,25 при нормативном значении 1,20 для II класса сооружений. Таким образом плотина Вилуйской ГЭС 2 отвечает всем требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают предельных значений, растягивающие напряжения отсутствуют.

Рассмотрены мероприятия по организации безопасности ГЭС. Так же перечислены мероприятия по охране окружающей среды и в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости - 107 месяца.
- себестоимость – 0,11 руб./кВт·ч
- удельные капиталовложения - 72447,55 руб./кВт

Из этого можно сделать вывод, что строительство Вилуйской ГЭС 2 является целесообразной и экономически обоснованной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч.1.Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А.Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов - Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал. 2014.-108 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005.114с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, Якутское РДУ (Республика Саха). [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Шепелев В. В. Родниковые воды Якутии. Якутск, 1987.
5. Николаева Н.А., Ноговицын Д.Д., Салова Т.А., Пинигин Д.Д. Исследование качества состояния воды бассейна р.Виллюй// Фундаментальные исследования. – 2014. – № 9-10. – С. 2241-2245;
6. Карелин В.В., Гусев В.Н., Поляков Н.П. Из книги «50 лет геологической службы Республики Саха (Якутии)», - М., 2007;
7. 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.
8. 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.
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. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
11. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42 с
12. 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.

13. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288 с
14. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
15. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.
17. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>
18. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергомеханический завод». – Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>
19. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
20. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
21. 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.
22. 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.
23. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
24. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
25. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
26. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
27. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП

28. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
29. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. - М.: ФГУП ЦПП, 2012.
30. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
31. СП 41.13330.2012 «Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва.
32. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996
33. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
34. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042г. – Введ. 16.01.2017 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
35. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.
36. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
37. СТО 17330282.27.140.007-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 78 с.
38. СТО 17330282.27.140.014-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования» – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 87 с.
39. Инструкция по эксплуатации «Системы технического водоснабжения гидроагрегатов СШГЭС» – Филиал ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С.Непорожного»
40. В.И. Брызгалов «Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно- Шушенской гидроэлектростанций» Производственное издание.- Красноярск: Сибирский ИД «Суриков», 1999. — 560 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Водно - энергетический расчет

Таблица А.1 - Последняя итерация

t	Qбыт пол,	Q ф,	Q водохр	Q хол	Qгэс ,	Qнб, м ³ /с	Qв хк,	V вдхр, млн. м ³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс,	N гар, МВт
								V	ΔV,	V	Zнач	Zкон	Z ср				
9	106	1	43.0	0	149.	150	150	40.4	0.11	40.33	246.0	245.9	245.9	181.5	64.37	84	вхк
10	84	1	200.9	0	284.	285.	150	40.3	0.52	39.81	245.9	245.6	245.7	182.9	62.83	158	158
11	9	1	612.2	0	621.	622.	150	39.8	1.59	38.22	245.6	244.7	245.1	185.9	59.18	324	324
12	4.5	1	839.7	0	844.	845.	300	38.2	2.18	36.04	244.7	243.5	244.1	187.7	56.34	419	419
1	1.8	1	863.1	0	864.	865.	300	36.0	2.24	33.81	243.5	242.3	242.9	187.9	54.99	419	419
2	1.6	1	660.1	0	661.	662.	300	33.8	1.71	32.10	242.3	241.4	241.8	186.3	55.55	324	324
3	1.3	1	307.2	0	308.	309.	300	32.1	0.80	31.30	241.4	240.9	241.2	183.1	58.03	158	158
4	33.1	1	265.9	0	298.	299.	300	31.3	0.69	30.61	240.9	240.6	240.8	183.0	57.71	152	вхк
5	456	1	-157.0	0	299	300	300	30.6	-0.41	31.02	240.6	240.8	240.7	183.0	57.64	152	вхк
6	2083	1	-1934.0	0	149	150	150	31.0	-5.01	36.03	240.8	243.5	242.1	181.5	60.58	79	вхк
7	1179	1	-1030.0	0	149	150	150	36.0	-2.67	38.70	243.5	244.9	244.2	181.5	62.66	82	вхк
8	820	1	-671.0	0	149	150	150	38.7	-1.74	40.44	244.9	246.0	246.0	181.5	64.40	84	вхк

$$\Sigma Q_{\text{вдхр.}} = 0$$

Продолжение приложения А



Рисунок А.1 - Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

Продолжение приложения А

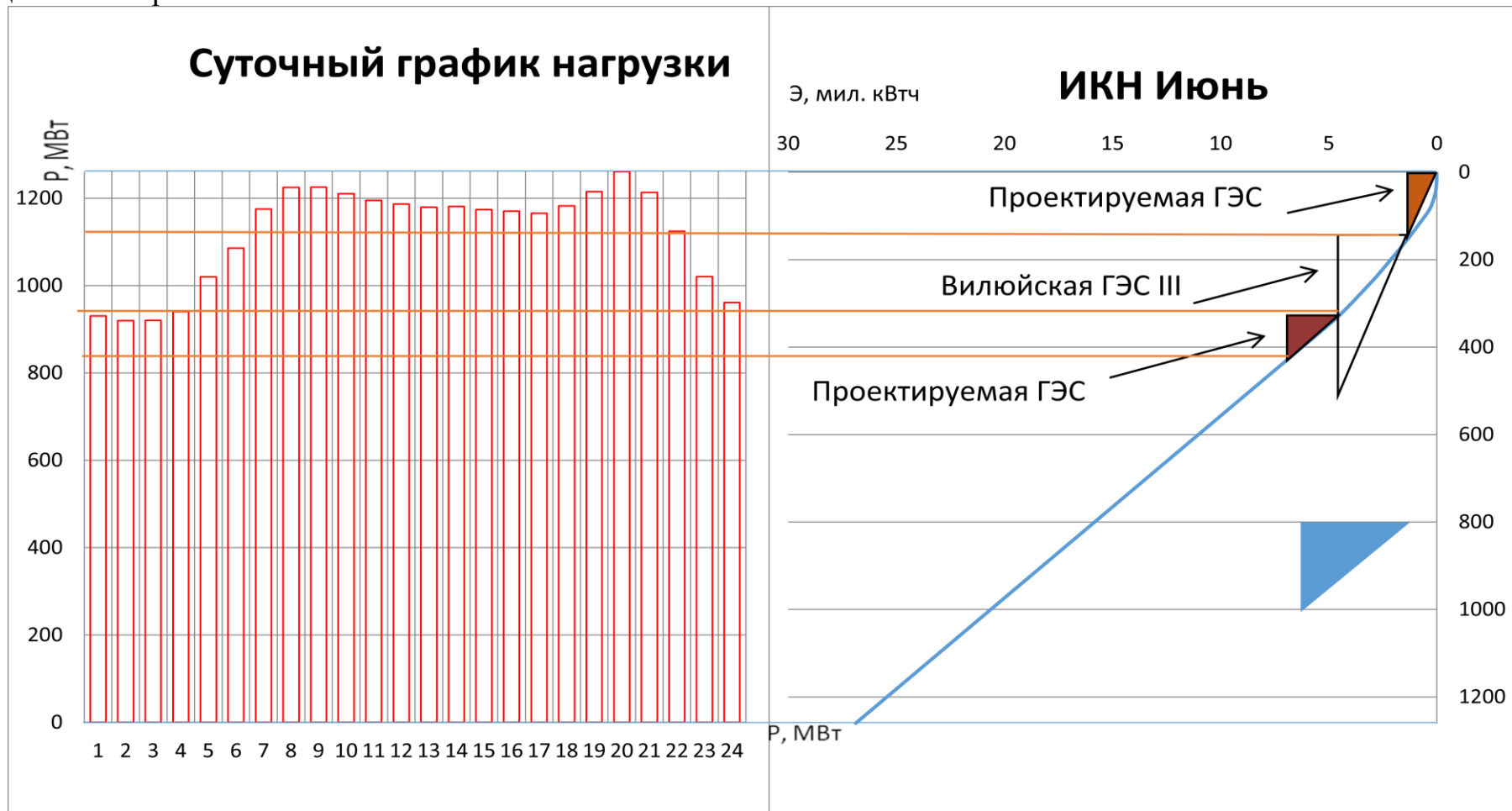


Рисунок А.2 - Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Окончание приложения А

Таблица А.3 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N _{сист.} , МВт	2006	2006	2006	2006	2006	2006	2006	2006	2006	2006	2006	2006
N _{сущ.ГЭС} , МВт	151	148	144	137	130	123	123	130	137	144	148	151
N _{нагр.сущ.ГЭС} , МВт	12	12	12	11	10	10	10	10	11	12	12	12
N _{навар.сущ.ГЭС} , МВт	3	3	3	3	3	2	2	3	3	3	3	3
N _{проект..ГЭС} , МВт	626	465	297	270	270	270	270	270	270	297	465	626
N _{нагр.проект.ГЭС} , МВт	13	9	6	5	5	5	5	5	5	6	9	13
N _{ТЭЦ} , МВт	1229	1229	1228	1135	972	881	880	971	1134	1227	1228	1229
N _{навар. ТЭЦ} , МВт	98	98	98	91	78	70	70	78	91	98	98	98
N _{нагр.ТЭЦ} , МВт	25	25	25	23	19	18	18	19	23	25	25	25

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное энергетическое оборудование

Таблица Б.1 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО75а-В

$D_1, \text{ м}$	4,25	4,75	5,00	6,70	7,10	7,50
η_T	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
$N_a', \text{ кВт}$	69598,25	87026,83	96473,47	173671,85	195123,19	217827,69
z_a'	9,20	7,35	6,63	3,69	3,28	2,94
z_a	10	8	6	4	3	2
$N_a, \text{ кВт}$	64000,00	80000,00	106666,67	160000,00	213333,33	320000,00
Δ	1,042	1,043	1,043	1,046	1,046	1,047
$n'_{с'}$ об/мин	143,18	128,18	121,80	91,01	85,90	81,34
$n_{с'}$ об/мин	150	136,4	125	93,8	90,9	83,3
$n_{Hmax'}$ об/мин	89	91	87	88	90	87
$n_{Hp'}$ об/мин	87	88	85	86	88	85
$n_{Hmin'}$ об/мин	77	79	76	76	78	76
$Q'_I \cdot \eta_T$ ($H_{расч}$)	1,00	1,01	0,91	1,01	0,90	0,81
$Q'_I \cdot \eta_T$ (H_{max})	0,71	0,71	0,64	0,71	0,64	0,57

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 - Результаты расчета параметров оборудования для различных D_1 гидротурбины РО75Б-В

D_1 , м	4,25	4,75	5,00	6,70	7,10	7,50
η_T	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
N_a' , кВт	61048,33	76311,95	84583,49	152148,61	170916,00	190777,22
z_a'	10,481	8,38	7,56	4,20	3,74	3,35
z_a	10	8	8	4	3	3
N_a , кВт	64000,00	80000,00	80000,00	160000,00	213333,33	213333,33
Δ	1,042	1,043	1,043	1,046	1,046	1,047
n'_c , об/мин	144,64	129,46	123,01	91,88	86,72	82,11
n_c , об/мин	150	136,4	125	93,8	90,9	83,3
n_{Hmax} , об/мин	88	90	87	87	89	86
$n_{Hр}$, об/мин	86	87	84	85	87	84
n_{Hmin} , об/мин	77	78	75	75	78	75
$Q'_I \cdot \eta_T$ ($H_{расч}$)	1,00	1,01	0,91	1,01	0,90	0,81
$Q'_I \cdot \eta_T$ (H_{max})	0,71	0,71	0,64	0,71	0,64	0,57

Продолжение приложения Б

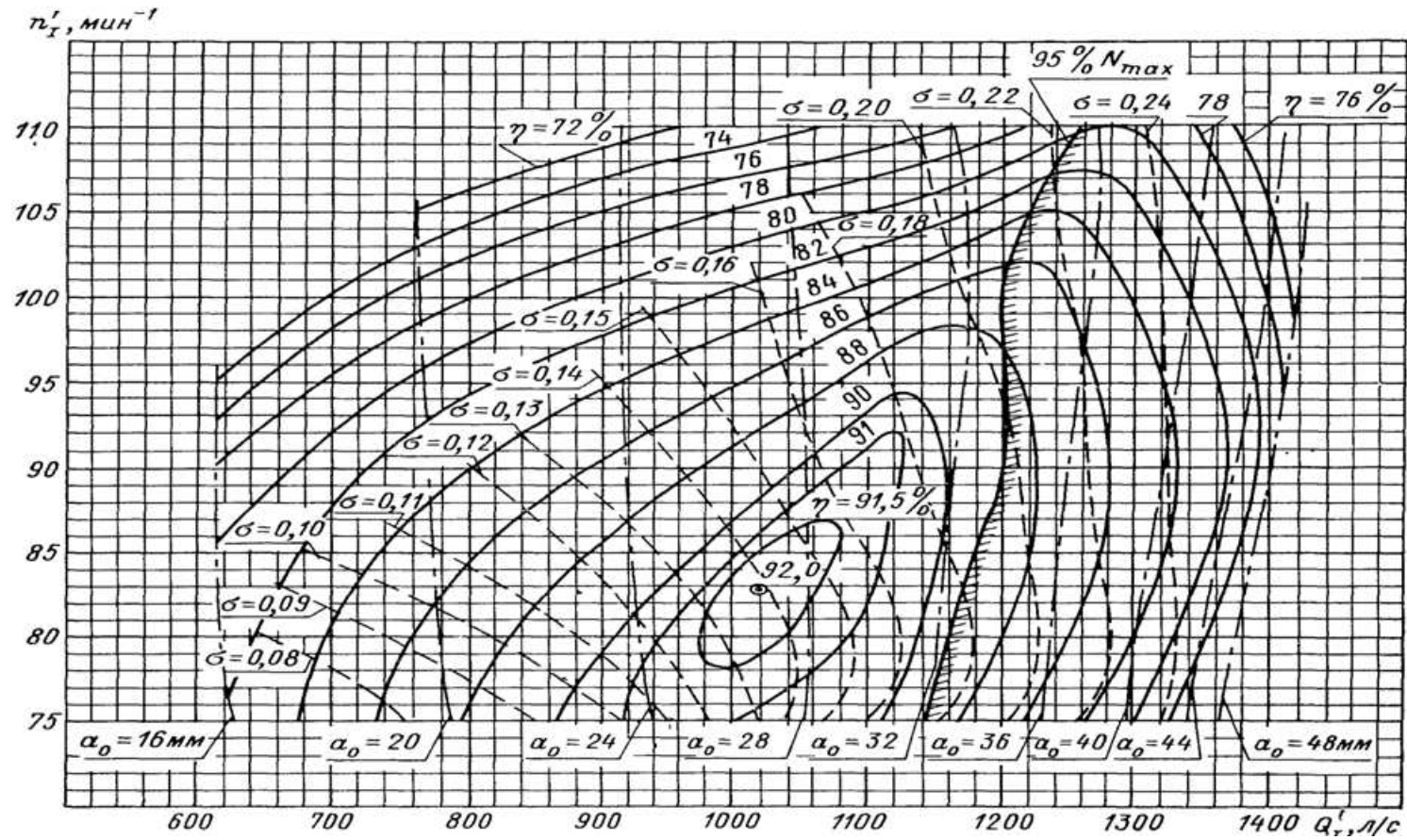


Рисунок Б.1 - Главная универсальная характеристика PO75a-B

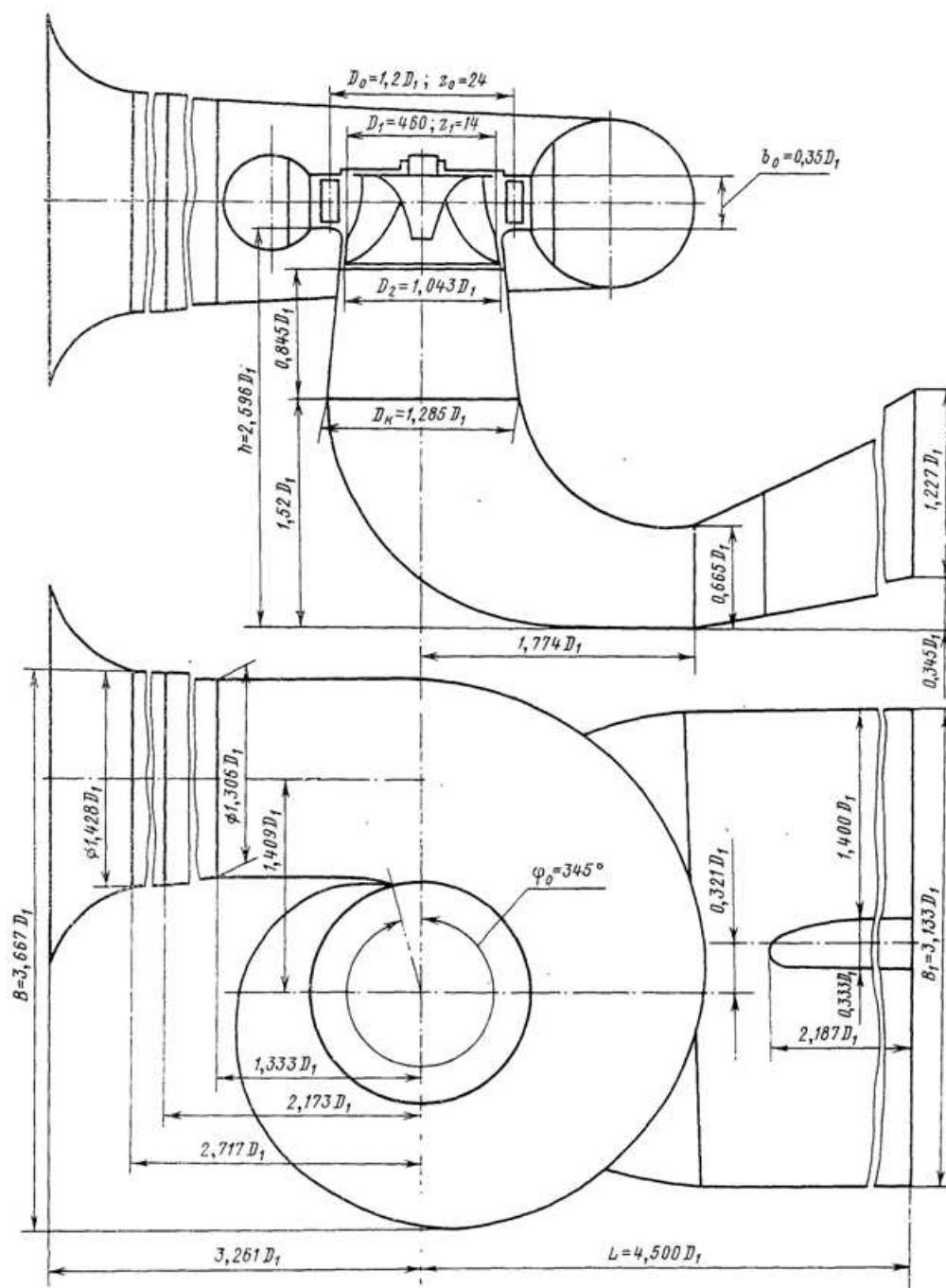


Рисунок Б.3 - Проточная часть модели гидротурбины

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3– расчеты спиральной камеры.

Для круглого сечения			
φ	a	p	R
345	8,688	2,363	12,561
330	8,568	2,294	12,332
315	8,444	2,225	12,098
300	8,317	2,154	11,860
285	8,188	2,082	11,616
270	8,054	2,009	11,367
255	7,916	1,934	11,110
240	7,773	1,857	10,847
225	7,624	1,779	10,574
210	7,468	1,698	10,292
195	7,304	1,614	9,997
180	7,129	1,528	9,688
165	6,940	1,439	9,360

Окончание таблицы Б.3.

Для эллиптического сечения			
φ	p_1	R	p_2
150	1,7	11,08	3,263
135		10,70	3,035
120		10,33	2,810
105		9,95	2,573
90		9,53	2,320
75		7,20	0,897
60		8,61	1,757

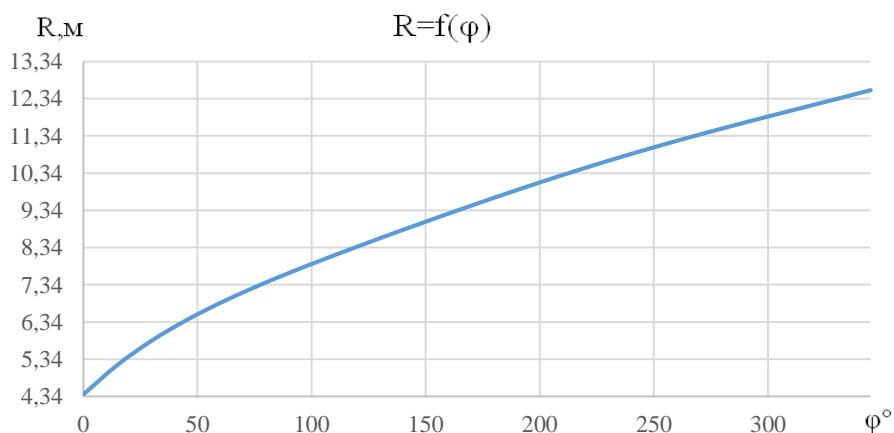


Рисунок Б.4 - Изменение наружного радиуса спиральной камеры $R = f(\varphi)$

Окончание приложения Б

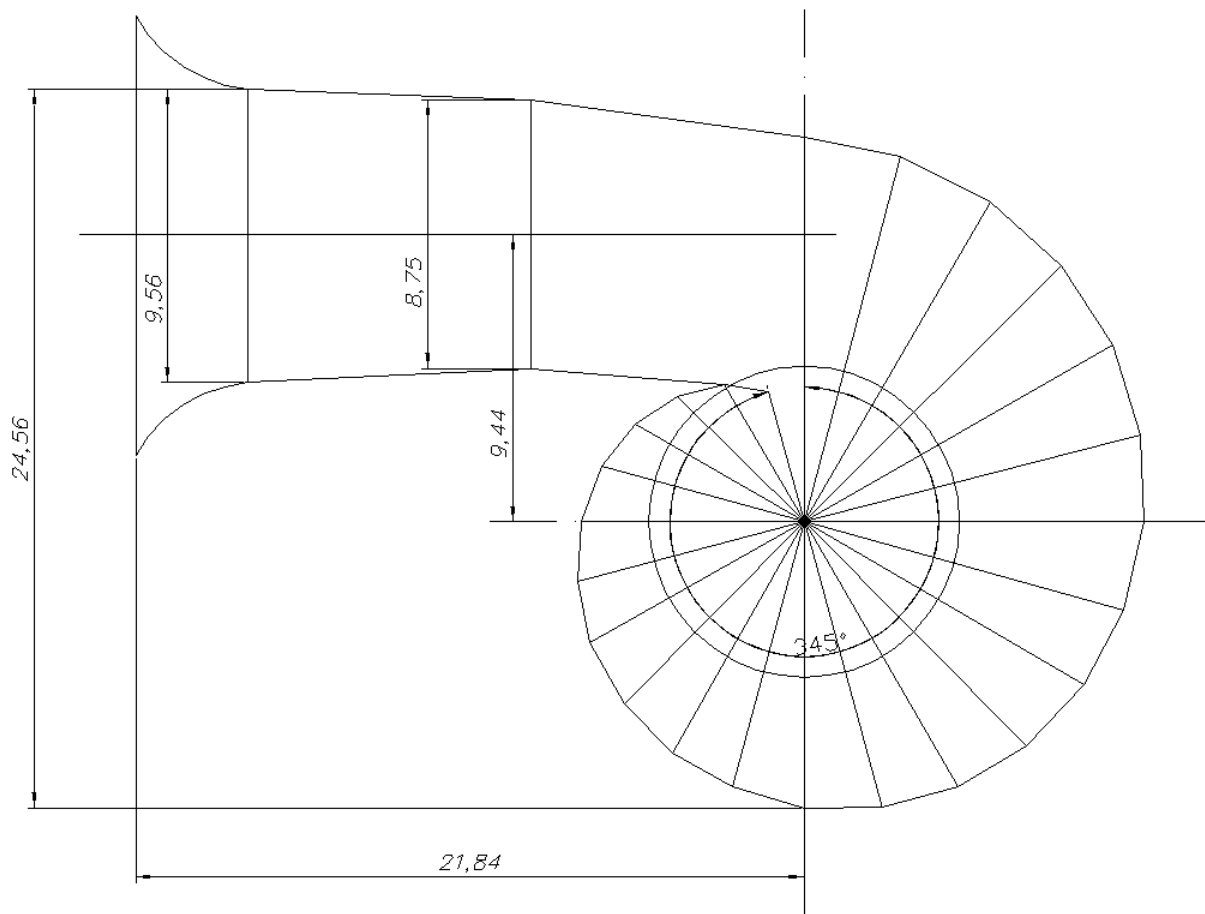


Рисунок Б.5 - План спиральная камера

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,71 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка нач. торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,36 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,06 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,33 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,71 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,28 \cdot I_H$	1,32 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,04 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,18 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	7,21 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,095	0,11 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,45 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{p СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,06 А
		ПО	$I_{p ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,12 А
		Отсечка	$I_{p ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,21 А

Окончание приложения Б

Таблица В.2 - Матрица отключений защит

		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	ΔG	+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁							+
		t ₂						+	
		t ₃	+	+	+				
	U ₀₃	+	+	+					
ЗПН	U >	1 ступень	t ₁	+	+				
		2 ступень	t ₂	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС I	t ₁				+		
			t ₂					+	
		t ₃	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС	t ₁				+		
			t ₂					+	
t ₃	+		+						
ДЗ	Z <	1 ступень	t ₁				+		
			t ₂	+	+	+			
		2 ступень	t ₁				+		
			t ₂					+	
			t ₃	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО							+
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

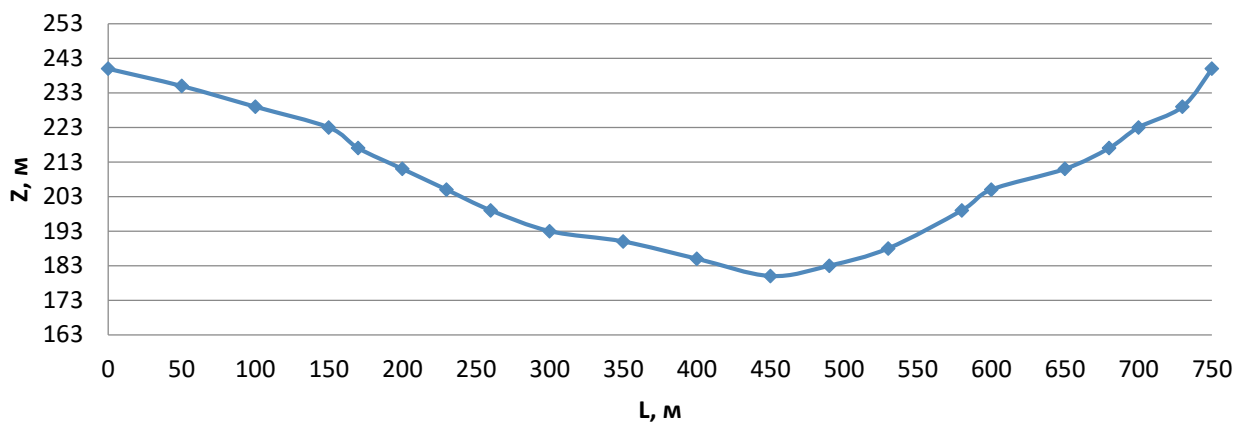


Рисунок Г.1 – Геологический разрез по створу реки Вилюй

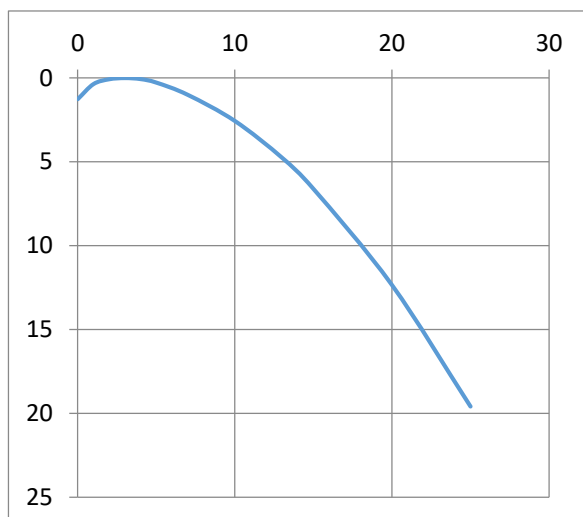


Рисунок Г.2 - Оголовок безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ст} = 7$ м.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Структурная схема системы оперативного постоянного тока для ГА Виллюйской ГЭС 2

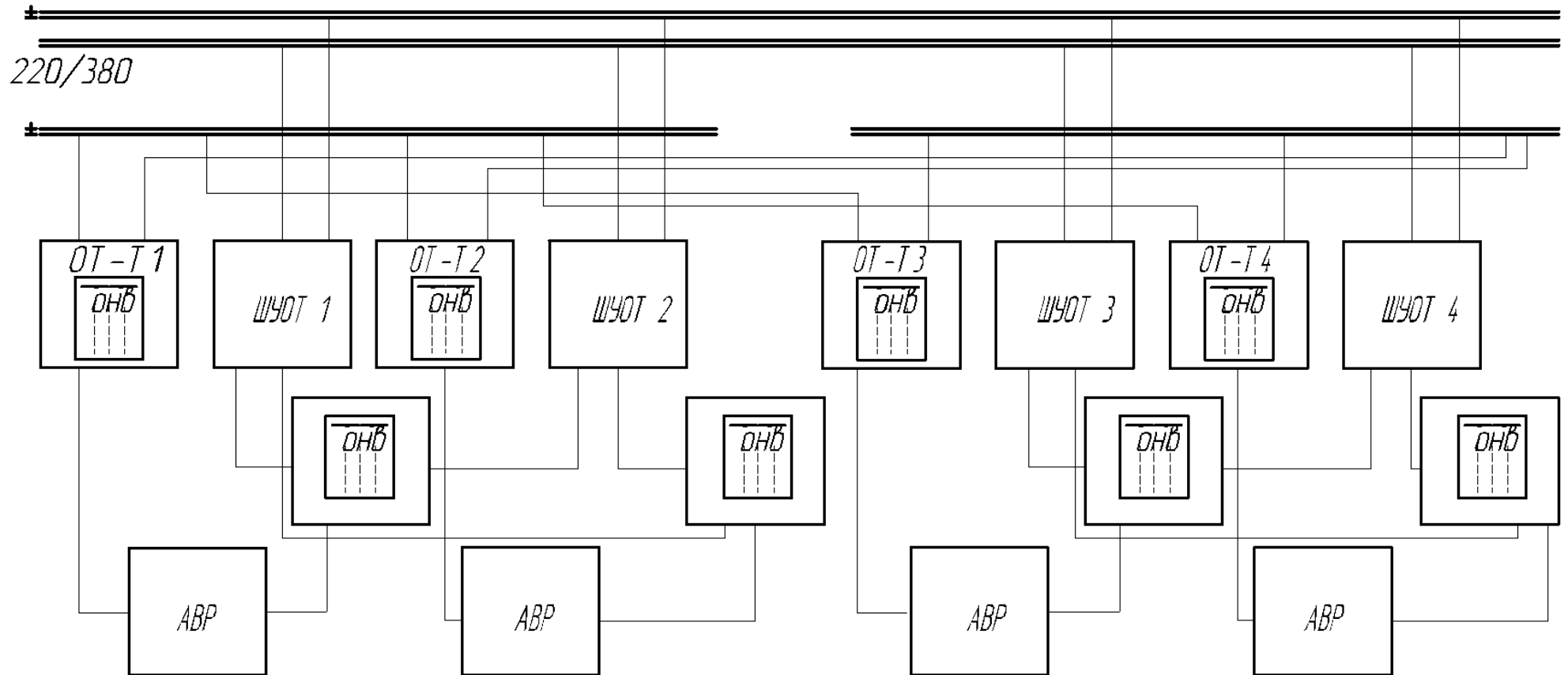
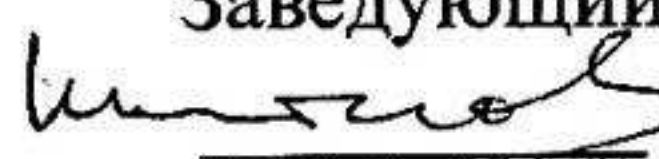


Рисунок Д.1 — Структурная схема системы оперативного постоянного тока для ГА Виллюйской ГЭС 2

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 М.В. Кочетков
«13» июня 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВИЛЮЙСКОЙ ГЭС-2 НА РЕКЕ ВИЛЮЙ.
СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ГЭС**

Руководитель  13.06.19
подпись, дата

должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник  13.06.19
подпись, дата

В.Ю. Васильченко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы на тему
«Проектирование Вилюйской ГЭС-2 на реке Вилюй. Система оперативного
постоянного тока ГЭС»

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зам 28.05.19
подпись, дата

Е.Ю. Замеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. 05.09.19
подпись, дата

А.В. Масляникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Т.В. 06.06.19
подпись, дата

А.В. Ткаченко
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

А.В. 30.05.19
подпись, дата

А.В. Шурков
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Т.А. 10.06.19
подпись, дата

Т.А. Лобина
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность.
Охрана труда.

В.В. 10.06.19
подпись, дата

В.В. Майорова
инициалы, фамилия

Охрана окружающей
среды

В.А. 13.06.19
подпись, дата

В.А. Козлов
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

В.В. 11.06.19
подпись, дата

В.В. Лапасова
инициалы, фамилия

Консультант

М.В. М.В. Козлов

Нормоконтролер

А.А. 13.06.19
подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия