

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

подпись инициалы, фамилия  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ БРАТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА. ЛОКАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ ГЭС

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

ст.преподаватель

должность

А.М.Волошин  
ициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

С.М.Карамашева  
ициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БРАТСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Общая часть .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла .....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	14
1.2.1 Структура энергосистемы .....	14
1.2.2 Суточные графики нагрузки .....	14
1.2.3 Построение интегральной кривой нагрузки .....	16
1.2.4 Годовые графики нагрузки энергосистемы .....	18
2 Водно-энергетические расчеты .....	20
2.1 Исходные данные .....	20
2.2 Определение расходов средневодного и маловодного лет .....	20
2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований ВХК .....	24
2.4 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в маловодный ( $P=90\%$ ) год .....	26
2.5 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС .....	27
2.6 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в средневодный ( $P=50\%$ ) год .....	29
2.7 Построение режимного поля .....	30
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	33
3.1 Выбор системы и типа агрегатов .....	33
3.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса .....	34
3.3 Определение отметки заглубления рабочего колеса гидротурбины .....	37
3.4 Выбор типа серийного генератора .....	38
3.5 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора .....	39
3.6 Выбор геометрических размеров машинного зала .....	39
4 Электрическая часть .....	40
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	40
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС .....	41
4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	41
4.2.2 Выбор силовых повышающих трансформаторов .....	41
4.2.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения .....	42
4.3 Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	43
4.4 Выбор варианта главной схемы электрических соединений на основании технико-экономического расчета .....	44

4.5 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме .....	46
4.5.1 Расчёт исходных данных.....	46
4.5.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin .....	47
4.5.3 Расчёт токов короткого замыкания с применением программного комплекса RastrWin .....	48
<b>4.6 Выбор и проверка электрических аппаратов главной схеме .....</b>	<b>51</b>
4.6.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов.....	51
4.6.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения 15,75 кВ .....	52
4.6.3 Выбор и проверка аппаратов на 500 кВ .....	52
4.6.4 Схема собственных нужд.....	54
<b>5 Рейейная защита и автоматика.....</b>	<b>54</b>
5.1 Технические данные оборудования .....	54
5.2 Перечень защит основного оборудования .....	55
5.3 Расчет номинальных токов .....	56
5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты .....	57
5.5 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ ) .....	58
5.6 Поперечная дифференциальная защита ( $I\Delta >$ ).....	60
5.7 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $UN (U_0)$ )....	60
5.8 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	63
5.9 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	63
5.10 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ).....	67
5.11 Дистанционная защита генератора ( $Z_1<$ ),( $Z_2<$ ) .....	69
5.12 Защита от перегрузки обмотки ротора .....	73
5.13 Таблица уставок и матрица отключений защит.....	74
<b>6 Состав и компоновка сооружений.....</b>	<b>77</b>
<b>6.1 Определение класса сооружений .....</b>	<b>77</b>
6.2 Определение отметки гребня плотины .....	77
6.2.1 Бетонная плотина.....	77
6.3 Гидравлические расчеты .....	79
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта .....	79
6.3.2 Аварийный водосброс .....	81
6.3.3 Определение отметки гребня водослива .....	81
6.3.4 Построение профиля водосливной грани.....	83
6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	84
6.3.6 Расчет водобойной стенки .....	84
6.3.7 Расчет сопряжения потока после водобойной стенки .....	85
6.3.8 Расчет второй водобойной стенки .....	86
6.3.9 Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки .....	86
6.4 Конструирование плотины.....	86
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины .....	86

6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами .....	88
6.4.3 Быки.....	88
6.4.4 Устои .....	89
6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин .....	89
6.4.6 Галереи в теле плотины.....	89
6.5 Основные элементы плотины .....	90
6.5.1 Противофильтрационная завеса.....	90
6.5.2 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах .....	91
6.6 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	91
6.7 Определение основных нагрузок на плотину .....	92
6.7.1 Вес сооружения и затворов.....	92
6.7.2 Сила гидростатического давления воды .....	92
6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления .....	93
6.7.4 Сила фильтрационного давления .....	93
6.7.5 Давление грунта.....	94
6.7.6 Волновое давление.....	95
6.7.7 Расчёт прочности плотины .....	96
6.7.8 Критерии прочности плотины .....	98
6.7.9 Расчёт устойчивости плотины.....	99
7 Объем производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	101
7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	101
7.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	102
7.3 Налоговые расходы.....	104
7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	105
7.5 Анализ денежных потоков .....	106
7.6 Оценка инвестиционного проекта.....	107
7.6.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта	107
7.6.2 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	108
7.6.3 Бюджетная эффективность .....	108
7.7 Анализ чувствительности .....	109
8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Братского ГУ.	
Охрана труда и противопожарная безопасность .....	111
8.1 Общие сведения о районе строительства .....	111
8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	112
8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	114
8.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	116
8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	116
8.6 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Братской ГЭС .....	117
8.6.1 Общие положения.....	117
8.6.2 Охрана труда Братской ГЭС .....	118
8.7 Пожарная безопасность .....	122

8.7.1 Общие требования к пожарной безопасности .....	122
8.7.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	123
<b>9 Локальные системы оповещения ГЭС .....</b>	<b>124</b>
9.1 Назначение и краткая характеристика .....	124
9.2 Перечень основных нормативных документов, используемых при разработке раздела .....	125
9.3 Организация локальной системы оповещения ГЭС .....	126
9.4 Порядок задействования ЛСО .....	126
9.5 Основные технические решения по структурной системе, средствам и способам связи между компонентами .....	126
9.6 Расчет обеспечения требуемого уровня сигнала оповещения .....	129
9.7 Перечень мероприятий по охране окружающей среды .....	130
9.8 Описание функционирования комплекса технических средств .....	131
9.9 Описание размещения комплекса технических средств на объектах .....	133
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>134</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>136</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчеты.....</b>	<b>138</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование.....</b>	<b>142</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В. Электрическая часть.....</b>	<b>145</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Локальные системы оповещения ГЭС.....</b>	<b>147</b>

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БРАТСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Ангара;
2. Местонахождение ГЭС ..... Иркутская область;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 2906 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 3826 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% ..... 12830 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 730 м<sup>3</sup>/с;
4. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 402 м;  
ФПУ ..... 403 м;  
УМО ..... 396,77 м;
- в) объемы:
  - полный ..... 168,9 км<sup>3</sup>;
  - полезный ..... 25,68 км<sup>3</sup>;
5. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный..... 114 м;
  - б) расчетный..... 105 м;
  - в) минимальный..... 102 м;
6. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная ..... 2939 МВт;
    - гарантированная ..... 2000 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 2032 млн. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая..... 396 м / 120 м;
  - б) правобережная глухая ..... 132 м / 120 м;
  - в) станционная ..... 252 м / 120 м;
  - г) водосливная ..... 144 м / 120 м;
8. Водосбросные сооружения
  - а) тип..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 6 отверстия 20×11,5;
  - в) общая длина ..... 120 м;
  - г) максимальная высота ..... 120 м;
9. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 9;
  - б) грунты в основании ..... диабаза;
  - в) тип спиральной камеры ..... металлическая с круглым сечением;

г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;  
д) расстояние между осями агрегатов..... 25,20 м;

10.Основное оборудование:

а) тип турбины ..... РО115-630-В;  
б) тип генератора..... СВФ-830/225-48;  
в) мощность генератора ..... 300 МВт;  
г) частота вращения ..... 125 об/мин;  
д) тип трансформаторов ..... ТДЦ-400000/500-У1;  
е) число трансформаторов..... 9;

11.Технико-экономические показатели:

а) удельные показатели..... 70112,09 руб./кВт;  
б) себестоимость энергии ..... 19 коп/кВт·ч;  
в) срок окупаемости ..... 10 лет.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая и экологически безопасная отрасль народного хозяйства.

Целью проекта является проектирование Братской ГЭС на реке Ангара, её сооружений и электрической части, выбор основного гидросилового и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды и технико-экономическое обоснование эффективности проекта.

## **1 Общая часть**

Братский гидроузел расположен на реке Ангара в городе Братске Иркутской области.

Ангара начинается из о.Байкала потоком шириной 1,1 км и течёт сначала в северном направлении. Длина реки - 1779 км. При относительно небольшой длине Ангара имеет значительный перепад равный 380 м и большой гидроэнергетический потенциал. Площадь водосборного бассейна составляет 468 тыс.км<sup>2</sup>. Уклон реки – 0,21 м/км, ширина реки в самом широком месте достигает 15 км, а иногда сужается до 300 м. В створе проектируемой Братской ГЭС имеет ширину 1 км.

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла**

Климат резко континентальный с продолжительной сухой зимой (до – 35-45 °C) и коротким жарким летом (до + 25-30 °C). В течение года и суток температура здесь может колебаться в больших пределах. Холодный период длится в среднем шесть месяцев (со второй декады октября до третьей декады апреля).

Среднемноголетняя продолжительность безморозного периода в центральной части города составляет 94 дня. Первые заморозки фиксируются 8 сентября, последние — 5 июня.

Выпадает около 370 мм осадков в год.

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Питание реки смешанное, в основном за счет о.Байкал. Роль дождевых осадков в питании реки незначительна, т.к. годовое количество осадков (около 370 мм).

Ледовый режим Ангары имеет своеобразные черты, обусловленные отепляющим влиянием озера Байкал, ангарских водохранилищ, регулирования стока, больших скоростей течения. В нижнем течении первые ледовые явления наблюдаются в начале третьей декады октября, а в истоках реки – в первой декаде ноября. Формирование ледяного покрова сопровождается длительным ледоходом, продолжающимся иногда 1,5 мес.

В таблице 1.1 приведён гидрологический ряд наблюдений в период с 1932 по 1981. Каждый год гидрологического ряда представлен в виде средних расходов за каждый месяц.

Таблица 1.1 – Исходный гидрологический ряд реки Ангара

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1925	1008	912	864	2047	6611	4116	3305	3181	3583	2519	1238	1017	2533
1926	1118	1033	969	2495	9700	3583	3492	3508	4802	3006	2119	1470	3108
1927	544	448	400	1088	7505	5378	3558	3433	5230	2703	1829	912	2752
1928	768	656	576	1254	10186	6195	3583	3177	4654	2875	800	725	2954
1929	768	656	608	653	8078	3464	4116	3320	2911	2394	1366	1050	2449
1930	1200	1040	976	3263	9506	4795	5438	3710	6557	3111	1791	1249	3553
1931	1104	992	896	819	8977	5051	3399	3697	4742	2894	1327	1169	2922
1932	992	880	848	934	9420	4851	3349	3597	4592	2914	1669	1133	2932
1933	1040	944	880	832	6358	5491	6035	3494	3743	2786	1443	1034	2840
1934	1024	880	832	2303	6902	4851	3199	3497	4542	2731	1615	1088	2789
1935	1104	992	896	1547	6988	4700	3391	3569	5630	2827	1327	1169	2845
1936	736	640	608	2826	9957	3561	3081	3486	4702	2881	1255	1020	2896
1937	1024	880	832	2316	9328	4894	3220	3529	4590	2779	1631	1088	3009
1938	1072	720	752	1702	8061	4572	3092	3497	4702	2756	1455	1084	2789
1939	927	944	1004	1134	6422	5544	6078	3426	3875	2842	1555	1065	2901
1940	1072	720	752	1702	5869	4311	3096	3888	3618	2063	1455	1034	2465
1941	1008	880	816	2290	6852	5203	2863	3008	2607	1919	1615	1075	2511
1942	1056	704	736	1663	8469	5491	6035	3294	3793	3036	1423	1008	3059
1943	1056	960	896	2585	10115	5512	6067	3305	3775	3102	1567	1129	3339
1944	1120	960	950	2456	5538	5299	4529	3444	5278	2904	1695	1115	2941
1945	1184	1024	944	857	6468	5075	3529	3209	2993	2431	1439	1115	2522
1946	1040	944	880	2559	7687	6163	3479	3884	3615	2239	1551	1115	2930
1947	863	880	928	1074	5362	4290	3885	3067	3586	2647	1484	1031	2425
1948	1056	704	736	1676	8412	6227	3096	3107	2689	2013	1439	1021	2681
1949	1279	1216	1120	2380	9192	4873	3220	3518	4574	2763	1810	1303	3104
1950	816	672	768	1381	8224	5264	3096	3867	3586	2063	1168	846	2646
1951	784	656	576	1254	7592	5278	3479	3633	5278	2734	916	739	2743
1952	800	688	1000	1951	9360	7225	6643	6743	5644	3744	996	739	3794
1953	736	656	576	1190	7188	8666	3875	4915	5726	3166	912	672	3190
1954	633	5490	704	1645	8054	4573	5907	4122	4206	2996	1024	833	3349

Продолжение таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1955	784	656	576	1267	8171	7709	3864	2999	4835	1908	800	739	2859
1956	691	657	564	1294	5740	3566	3011	3343	3346	2143	1631	1102	2257
1957	800	672	624	665	5487	3722	3140	3183	3009	1967	1184	779	2103
1958	896	752	640	768	10298	7824	5683	7143	6254	3630	1527	1154	3881
1959	1104	960	880	2100	8326	3487	6717	3316	4510	2939	1679	1102	3093
1960	720	640	608	2968	7228	6931	6611	6376	7197	3335	1024	685	3693
1961	768	656	592	1446	6008	3254	3860	3424	3487	2285	1106	779	2305
1962	864	848	832	819	5604	3268	3742	3093	4402	2302	1475	920	2347
1963	1104	736	768	1727	6583	7016	5918	4574	8876	3588	1487	1048	3619
1964	656	448	400	2649	9893	4032	3651	5299	5710	1831	928	779	3023
1965	608	496	464	1228	8855	5630	4041	4073	6254	2664	736	591	2970
1966	819	704	784	2473	7459	4573	3849	4329	5390	2941	1184	860	2947
1967	816	771	768	998	8379	6664	3327	5434	5726	2893	1311	1067	3179
1968	1248	1008	960	1831	7339	6078	4755	5459	6110	3385	1519	1249	3412
1969	976	928	880	918	8181	3030	3668	3170	3073	2031	1327	1088	2439
1970	1188	1129	998	2219	6323	3738	4265	2681	3299	2203	1903	1300	2604
1971	1040	944	896	844	7417	5736	3462	2999	6110	1790	1343	1034	2801
1972	1024	928	880	2060	8610	6993	3094	3286	3711	2894	1168	981	2969
1973	1056	864	816	768	7828	5823	3781	3318	3653	2427	1279	1061	2723
1974	1040	928	880	981	8069	6238	3775	4222	5166	3074	1535	1112	3085
-	943	910	783	1638	7804	5196	4107	3817	4599	2681	1381	1010	2906

Максимальные мгновенные расходы воды наблюдаются как в период весеннего половодья, так и в период летне-осенних паводков. Кривая зависимости расходов от уровня воды в р. Ангара в створе сооружений Братской ГЭС показана на рисунке 1.1.

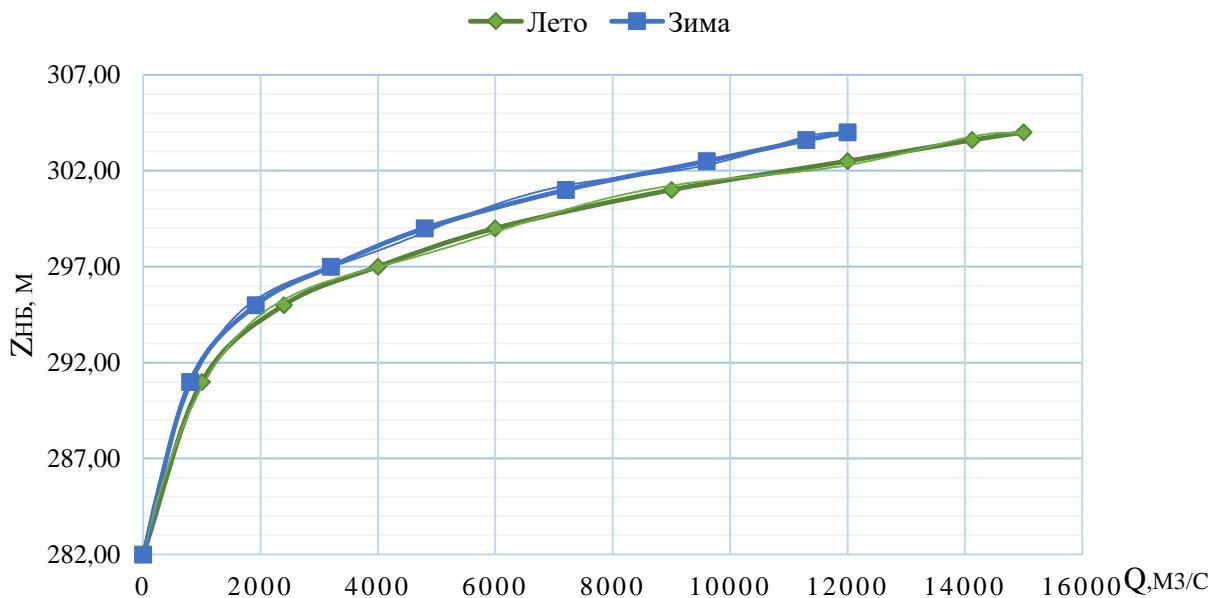


Рисунок 1.1 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Кривая зависимости объемов Братского водохранилища от уровня воды показана на рисунке 1.2.

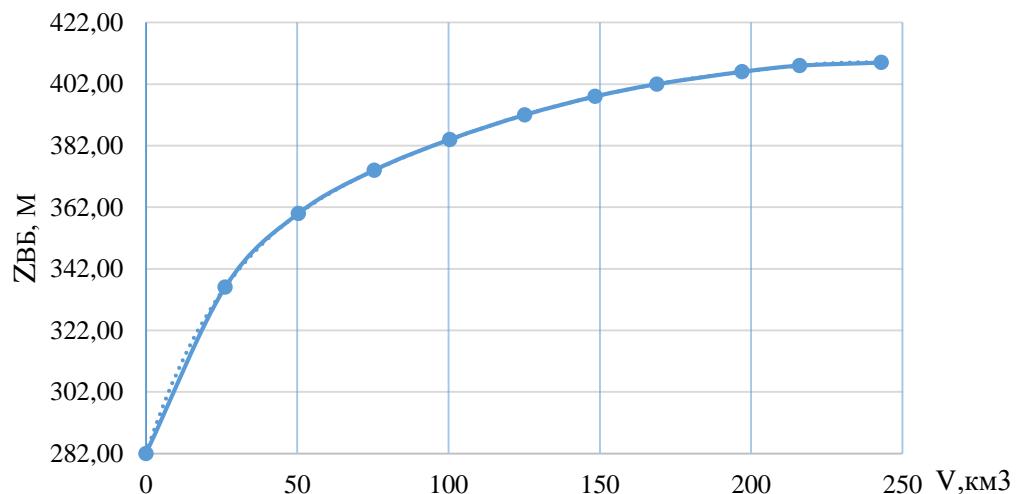


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании створа Братской ГЭС – скальные породы: диабазы.

## **1.2 Энергоэкономическая характеристика района**

### **1.2.1 Структура энергосистемы**

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области» (Иркутское РДУ) осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Иркутской области.

В операционной зоне Иркутского РДУ находятся 19 объектов генерации суммарной установленной электрической мощностью 13 132,1 МВт (в том числе станции промышленных предприятий – 157,4 МВт). Наиболее крупными из них являются гидростанции входящие в структуру АО «ЕвроСибЭнерго»: Усть-Илимская ГЭС, Иркутская ГЭС и тепловые станции ПАО «Иркутскэнерго».

Проектируемая станция связана с единой энергетической системой и входит в состав ОДУ Сибири.

### **1.2.2 Суточные графики нагрузки**

Берутся данные для типичных зимних и летних суток в ОДУ Сибири, скачиваются с сайта системного оператора <http://so-ups.ru>. Для зимних и летних суток строятся графики нагрузки.

Почасовое потребление энергии ОДУ Сибири для зимы и лета приведено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Потребление энергии ОДУ

Часы	Зима	Лето
	Р ОДУ, МВт	Р ОДУ, МВт
1	27020	19737
2	26224	19028
3	25688	18502
4	25683	18230
5	25143	18098
6	25299	18206
7	25628	18635
8	26157	19287
9	27239	19991
10	28051	20819

Продолжение таблицы 1.2

Часы	Зима	Лето
	Р ОДУ, МВт	Р ОДУ, МВт
11	28580	21287
12	28742	21398
13	28527	21334
14	28230	21159
15	28118	21163
16	28155	21072
17	28096	21029
18	28164	20865
19	28560	20821
20	29079	20835
21	28752	20755
22	28327	20909
23	28221	20982
24	27777	20506

По полученным данным строятся графики нагрузки для зимы и для лета (рисунок 1.3).

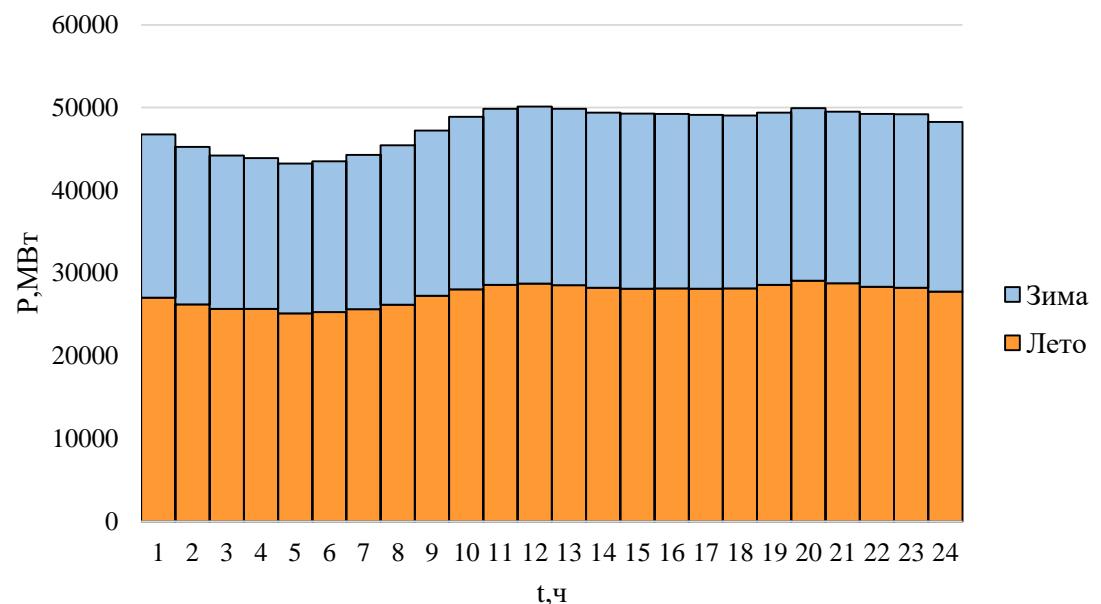


Рисунок 1.3 – Суточные графики нагрузки

### 1.2.3 Построение интегральной кривой нагрузки

Почасовые значения мощностей энергосистемы за сутки ранжируются по убыванию. В ранжированном ряду определяются приращения нагрузки  $\Delta P$  с шагом в один час.

Каждому приращению нагрузки  $\Delta P$  соответствует приращение суточной выработки  $\Delta E$ , количественно равное площади элемента графика нагрузки между двумя горизонтальными, ограничивающими элементарное приращение нагрузки  $\Delta P$ .

Подсчитываются накопления мощности и выработки, как сумма приращения на текущем интервале с предыдущим значением накопления.

Все данные для зимы и для лета сводятся в таблицу 1.4.

По данным таблицы 1.3 строятся ИКН в обратных осях: ось выработки горизонтальна и направлена справа налево, ось мощности вертикальна и направлена сверху вниз.

ИКН для зимнего времени изображена на рисунке 1.4, а для летнего времени на рисунке 1.5.

Таблица 1.3 – Потребление энергии ОДУ

Часы (время по мск)	Зимние сутки 28.12.16			Летние сутки 26.06.16		
	Потребление, МВт · ч	P коорд	Э коорд	Потребление, МВт · ч	P коорд	Э коорд
0:00	27020	327	0,33	19737	64	0,06
1:00	26224	337	0,35	19028	111	0,16
2:00	25688	499	0,83	18502	235	0,53
3:00	25683	519	0,91	18230	239	0,55
4:00	25143	552	1,08	18098	326	0,98
5:00	25299	752	2,28	18206	369	1,24
6:00	25628	849	2,96	18635	416	1,57
7:00	26157	858	3,03	19287	489	2,15
8:00	27239	915	3,54	19991	533	2,55
9:00	28051	924	3,63	20819	563	2,85
10:00	28580	961	4,04	21287	577	3,00
11:00	28742	983	4,30	21398	579	3,03
12:00	28527	1028	4,89	21334	643	3,86
13:00	28230	1302	8,72	21159	892	7,34
14:00	28118	1840	16,79	21163	1407	15,07

Продолжение таблицы 1.3

Часы (время по мск)	Потребление, МВт · ч	P коорд	Э коорд	Потребление, МВт · ч	P коорд	Э коорд
15:00	28155	2059	20,30	21072	1661	19,13
16:00	28096	2855	33,83	21029	2111	26,78
17:00	28164	2922	35,04	20865	2370	31,45
18:00	28560	3391	43,95	20821	2763	38,91
19:00	29079	3396	44,05	20835	2896	41,57
20:00	28752	3451	45,20	20755	3168	47,28
21:00	28327	3780	52,44	20909	3192	47,81
22:00	28221	3936	56,03	20982	3300	50,30
23:00	27777	29079	659,46	20506	21398	484,65

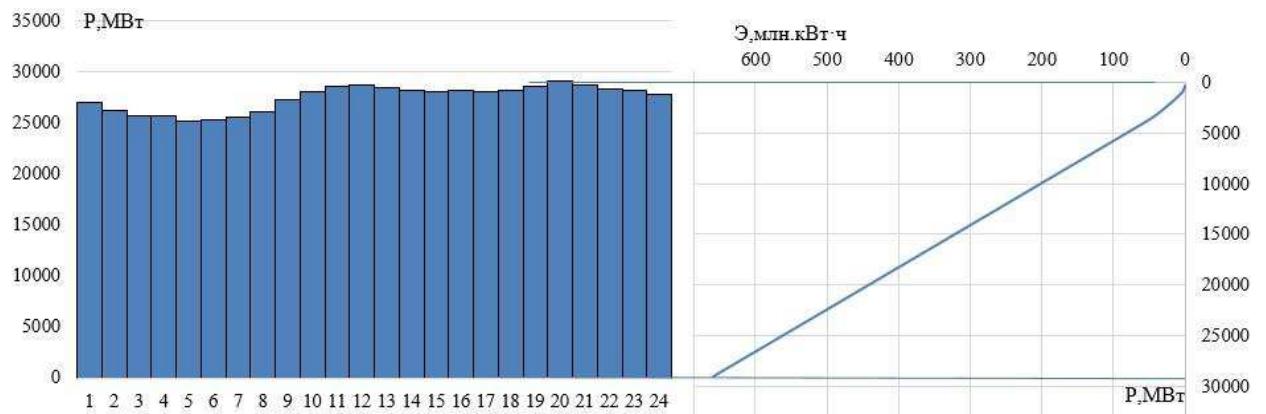


Рисунок 1.4 – ИКН для зимнего времени

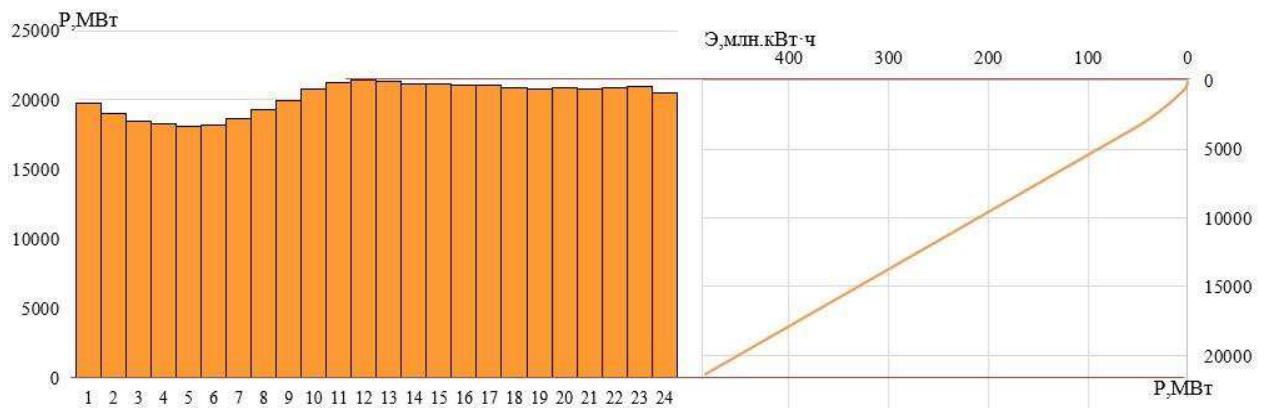


Рисунок 1.5 – ИКН для летнего времени

## 1.2.4 Годовые графики нагрузки энергосистемы

Строятся для максимальных и средних значений нагрузки на основе суточных графиков ОДУ Сибири.

Годовой график для максимальных мощностей строится на основе суточного графика, представляет собой косинусоидальную функцию:

$$P_t = a + b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|, \quad (1.1)$$

где  $t$  – номера месяцев;

$a$  и  $b$  – коэффициенты, вычисляемые по формулам (1.2) и (1.3) соответственно;

$$a = \frac{P''^3 + P''^L}{2} = \frac{29079 + 21398}{2} = 25238,5; \quad (1.2)$$

$$b = \frac{P''^3 - P''^L}{2} = \frac{29079 - 21398}{2} = 3840,5, \quad (1.3)$$

где  $P''^3$  – максимальное потребление в зимние сутки, а  $P''^L$  – максимальное потребление в летние сутки.

Аналогично строится график для средних мощностей, но константы  $a$  и  $b$  вычисляются уже по средним потреблениям в зимние и летние сутки –  $P_{ср}''^3$  и  $P_{ср}''^L$  соответственно:  $a = 23836,5$  и  $b = 3642,5$ .

Результаты расчета максимальной и средней нагрузки энергосистемы представлены в таблице 1.4 и на рисунке 1.6 и 1.7.

Таблица 1.4 – Расчет максимальной и средней нагрузки энергосистемы

Месяцы	$P(t)_{\text{макс}}$	$P(t)_{\text{сред}}$
I	28948	27354
II	27955	26412
III	26235	24781
IV	24248	22896
V	22526	21263
VI	21530	20319
VII	21527	20316
VIII	22517	21255
IX	24236	22885
X	26223	24769
XI	27947	26404
XII	28945	27351

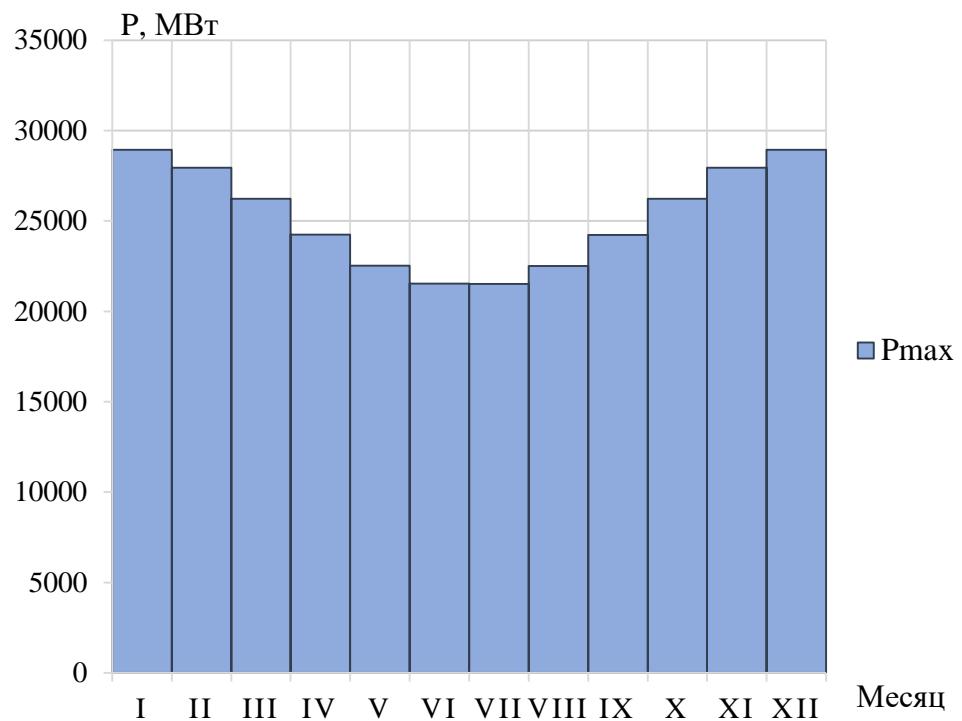


Рисунок 1.6 – Годовой график максимальных нагрузок

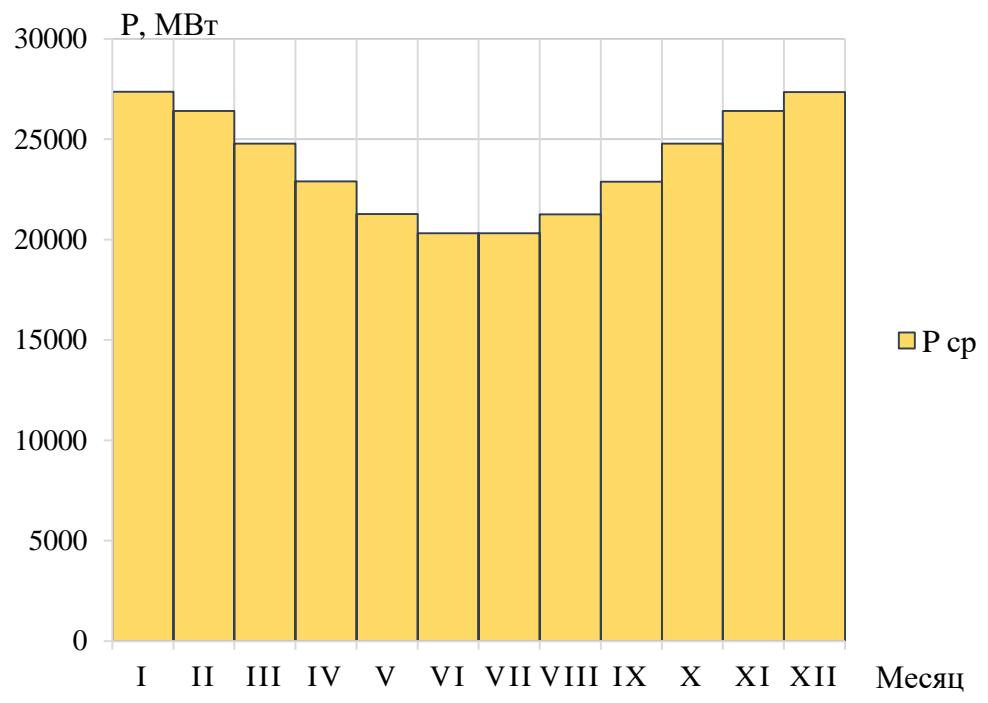


Рисунок 1.7 – Годовой график средних нагрузок

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

1. Энергосистема: ОДУ Сибири,  $P_{\max} = 29079$  МВт;
2. Установленная мощность существующих ГЭС 20693 МВт;
3. Отметка НПУ = 402 м;
4. Отметка сухого дна = 282 м;
5. Коэффициент мощности  $k_N = 8,9$ ;
6. Зимний коэффициент  $k_3 = 0,7$ ;
7. Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 1$  м;
8. Требования участников водохозяйственного комплекса и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Потери расхода и требования ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	11	54	86	78	31	18	0	0	0
$Q_{\text{ледооб}}, \text{м}^3/\text{с}$	17	9	9	-47	-39	0	0	0	0	0	30	21
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	4	4	5	5	27	21	19	15	18	13	7	5
$Q_{\text{шлюз}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	88	84	0	0	0
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	1100	1100	1100	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	1100	1100

### 2.2 Определение расходов средневодного и маловодного лет

Ранжируем среднегодовые расходы по величине от наибольшего к наименьшему и находим их обеспеченность в процентах по формуле:

$$P = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

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

$n$  – количество лет.

Составляется таблица среднегодовых, среднеполоводных и среднемежевых расходов, находим обеспеченности для данных расходов, результаты приводятся в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Средние расходы за год, в период половодья и маловодный сезон

m	Годы	Q ср. год	Годы	Q ср.полов	Годы	Q ср.меж	P%
1	1958	3881	1958	7440	1954	1904	2
2	1952	3794	1952	7123	1930	1804	4
3	1960	3693	1960	6869	1926	1744	6
4	1963	3619	1963	6593	1949	1696	8
5	1930	3553	1953	6074	1943	1614	10
6	1968	3412	1930	6001	1944	1600	12
7	1954	3349	1968	5948	1968	1600	14
8	1943	3339	1967	5906	1970	1563	16
9	1953	3190	1965	5771	1959	1538	18
10	1967	3179	1943	5755	1937	1507	20
11	1926	3108	1964	5717	1934	1496	22
12	1949	3104	1928	5559	1963	1494	24
13	1959	3093	1955	5516	1946	1475	25
14	1974	3085	1974	5494	1960	1426	27
15	1942	3059	1942	5416	1936	1424	29
16	1964	3023	1954	5372	1972	1419	31
17	1937	3009	1959	5271	1952	1417	33
18	1965	2970	1931	5173	1935	1409	35
19	1972	2969	1932	5162	1966	1395	37
20	1928	2954	1971	5145	1942	1375	39
21	1966	2947	1972	5139	1925	1372	41
22	1944	2941	1966	5120	1941	1372	43
23	1932	2932	1937	5112	1974	1364	45
24	1946	2930	1949	5075	1938	1363	47
25	1931	2922	1939	5069	1939	1353	49
26	1939	2901	1951	5052	1932	1339	51
27	1936	2896	1933	5024	1958	1338	53
28	1955	2859	1927	5021	1931	1314	55
29	1935	2845	1926	5017	1945	1285	57

Продолжение таблицы 2.2

m	Годы	Q ср. год	Годы	Q ср.полов	Годы	Q ср.меж	P%
30	1933	2840	1946	4966	1933	1280	59
31	1971	2801	1936	4957	1947	1272	61
32	1934	2789	1973	4881	1940	1257	63
33	1938	2789	1935	4856	1948	1235	65
34	1927	2752	1944	4818	1967	1232	67
35	1951	2743	1950	4807	1973	1182	69
36	1973	2723	1938	4785	1969	1164	71
37	1948	2681	1948	4706	1956	1155	73
38	1950	2646	1934	4598	1962	1151	75
39	1970	2604	1929	4378	1927	1132	76
40	1925	2533	1945	4255	1953	1130	78
41	1945	2522	1969	4224	1971	1127	80
42	1941	2511	1925	4159	1950	1102	82
43	1940	2465	1940	4156	1964	1099	84
44	1929	2449	1941	4107	1951	1094	86
45	1969	2439	1970	4061	1928	1093	88
46	1947	2425	1947	4038	1961	1090	90
47	1962	2347	1962	4022	1929	1071	92
48	1961	2305	1961	4007	1965	970	94
49	1956	2257	1956	3801	1955	961	96
50	1957	2103	1957	3708	1957	956	98

Коэффициент приведения по половодью для P = 51%:

$$K_{\pi 51} = \frac{Q_{\pi 1951}}{Q_{\pi 1939}} = \frac{5052}{5069} = 0,99 \quad (2.2)$$

Коэффициент приведения по межени для P = 51%:

$$K_{M51} = \frac{Q_{M1932}}{Q_{M1939}} = \frac{1339}{1353} = 0,99 \quad (2.3)$$

Коэффициент приведения по половодью для  $P = 90\%$ :

$$K_{M90} = \frac{Q_{M1961}}{Q_{M1947}} = \frac{1090}{1272} = 0,86 \quad (2.4)$$

Для приведения умножаются расходы меженных месяцев года с  $P = 90\%$  на  $K_{M90}$ . При этом среднегодовой расход изменится. Аналогично в других периодах маловодного и средневодного года.

Результаты приводятся в таблицах 2.3, 2.4 и 2.5.

Таблица 2.3 – Приведенные расходы меженных месяцев

Год $P=90\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год}$
1961	768	656	592	1446	6008	3254	3860	3424	3487	2285	1106	779	2305
1961(пр)	660	564	509	1244	5167	2798	3320	2945	2999	1965	951	670	1983

Таблица 2.4 – Приведенные расходы в период половодья

Год $P=51\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год}$
1932	992	880	848	934	9420	4851	3349	3597	4592	2914	1669	1133	2932
1932(пр)	982	871	840	925	9326	4802	3316	3561	4546	2885	1652	1122	2902

Таблица 2.5 – Приведенные средние расходы

Год $P=51\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год}$
1951	784	656	576	1254	7592	5278	3479	3633	5278	2734	916	739	2743
1951(пр)	776	649	570	1241	7516	5225	3444	3597	5225	2707	907	732	2716

Поправочные коэффициенты приведения не учитываются, т.к. для  $P=90\%$  и  $P=50\%$  обеспеченности коэффициенты являются понижающимися и соответственно среднегодовой расход изменится.

Результаты по расчетным расходам представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчетные расходы по маловодному и средневодному году

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год}$
1939	927	944	1004	1134	6422	5544	6078	3426	3875	2842	1555	1065	2901
1947	863	880	928	1074	5362	4290	3885	3067	3586	2647	1484	1031	2425

Гидрографы средневодного и маловодного годов приведены на рисунке 2.1

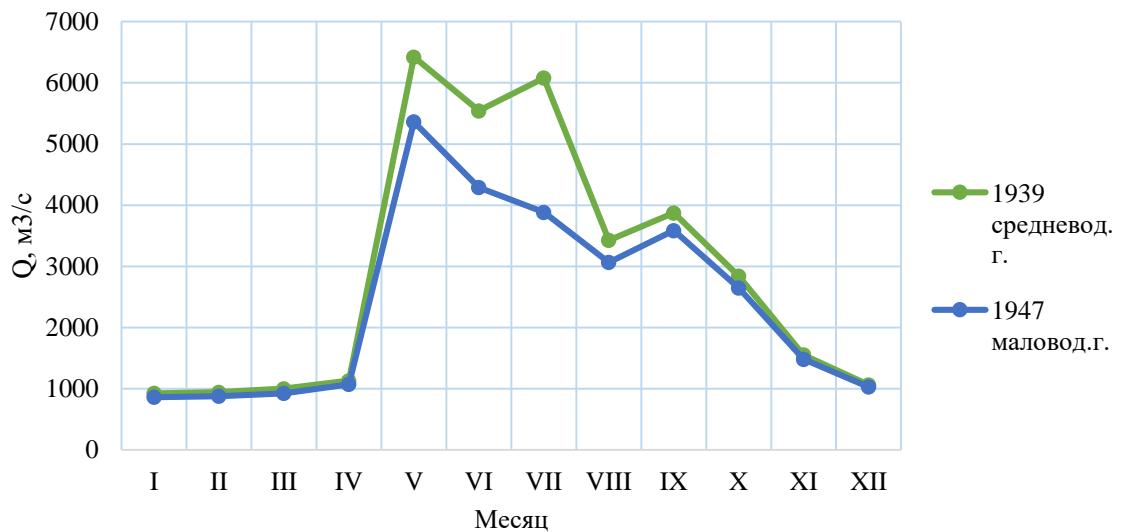


Рисунок 2.1 - Гидрографы средневодного и маловодного годов

Из рисунка 2.1 видно, что расходы в маловодном году не превышают расходы в средневодном году, дальнейшая корректировка не требуется.

### 2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований ВХК

По методике изложенной, См.: Затеева Е.Ю. Выбор параметров ГЭС, 2005.- с 34-40 [1], проведены расчеты мощностей для двух конкурирующих режимов работы ГЭС. Результаты представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Режим работы ГЭС по водотоку												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{(90\%)}, \text{м}^3/\text{с}$	863	880	928	1074	5362	4290	3885	3067	3586	2647	1484	1031
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	22	13	14	23	310	322	291	199	215	13	37	26
$Q_{\text{полезн}}, \text{м}^3/\text{с}$	841	867	914	1051	5052	3968	3594	2868	3371	2634	1447	1005
$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	846	871	919	1057	5079	3990	3613	2883	3389	2647	1454	1010
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	286	286	286	286	298	295	294	292	293	293	288	286
$H, \text{м}$	115	115	115	115	103	106	107	109	108	108	113	115
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	864	889	936	1079	4621	3741	3425	2792	3233	2532	1453	1026

## Продолжение таблицы 2.7

Режим работы ГЭС по требованиям ВХК												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	1100	1100	1100	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	1100	1100
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	22	13	14	23	310	322	291	199	215	13	37	26
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	286	286	286	286	298	295	294	292	293	293	288	286
$H, \text{м}$	115	115	115	115	103	106	107	109	108	108	113	115
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	1129	1128	1126	2259	2012	2074	2097	2142	2110	2115	1105	1123
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-265	-239	-190	-1179	2609	1667	1328	650	1123	418	348	-97

Избыток мощности:

$$\sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 6172 \text{ МВт} \quad (2.5)$$

Полученные данные используем для размещения линии гарантированной мощности. Окончательное положение линия гарантированной мощности примет после проведения водно-энергетического расчета.

Данные для построения баланса энергии с учетом ВХК представлен в таблице 2.8. С учетом этих данных строится баланс энергии, который представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.8 - Данные для построения баланса энергии

Месяцы	Построение											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Быт. 0	0	0	0	0	0	7450	0	0	0	0	0	0
Система	15068	14634	13512	10496	7008	7450	7764	8829	9510	12095	14302	15072
Быт. 1	0	0	0	0	2609	1667	1328	650	1123	418	348	0
ВХК	265	239	190	1179	2012	2074	2097	2142	2110	2115	1105	1123
Быт.2	864	889	936	1079	0	0	0	0	0	0	0	0
Сущест.	11156	10649	10142	10142	9635	9128	9128	9635	10142	10142	10649	11156

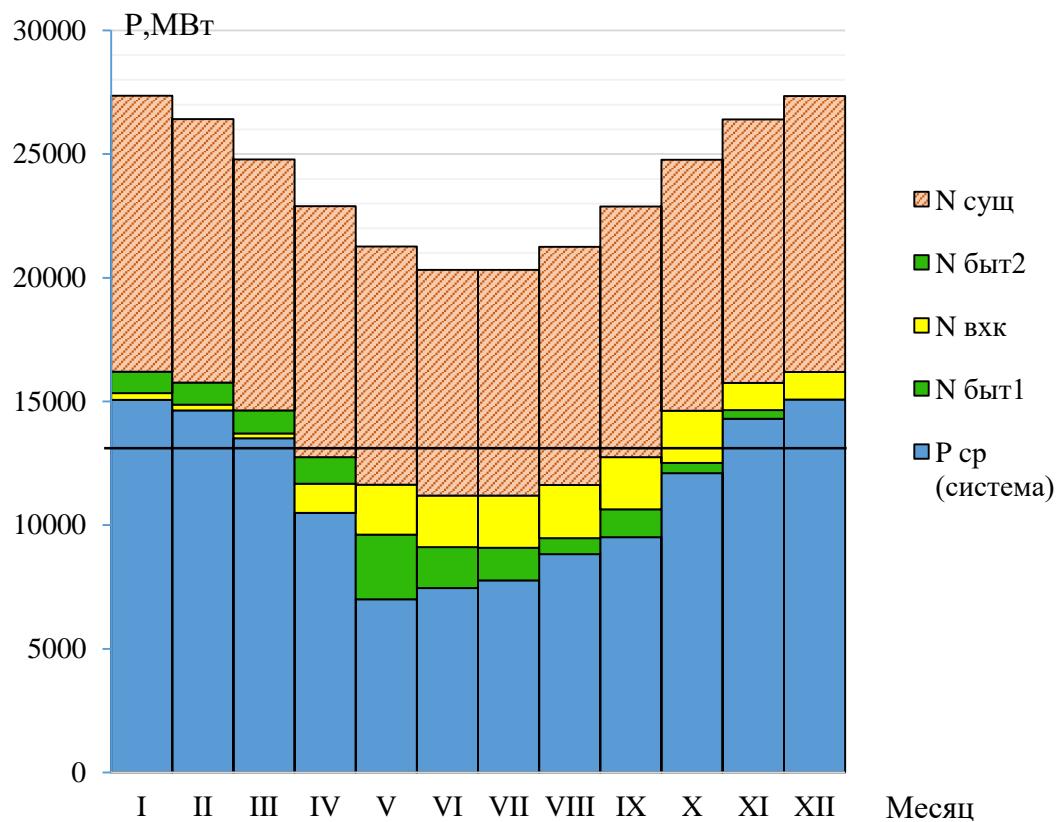


Рисунок 2.2 – Баланс энергии

Из баланса энергии определены: первый месяц начала сработки водохранилища – ноябрь; гарантированную мощность станции  $N_{\text{гар}} = 2000 \text{ МВт}$ .

#### 2.4 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в маловодный ( $P=90\%$ ) год

По методике, изложенной ([1]. стр.42), проведены водно-энергетические расчёты по маловодному году, занесены в таблицу 2.9.

В результате расчёта первой итерации водохранилище было переполнено, из чего сделан вывод об увеличении гарантированной мощности и мощностей месяцев, попавших под регулирование. Увеличенные мощности выносятся на баланс энергий. После расчёта второй итерации получены отметка УМО = 396,77 м, график сработки-наполнения водохранилища для маловодного года (рисунок 2.3).

Таблица 2.9 - Водно-энергетические расчёты по маловодному году

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N'_{\text{пер}}$ , МВт	3000	2600	1500								2600	3000

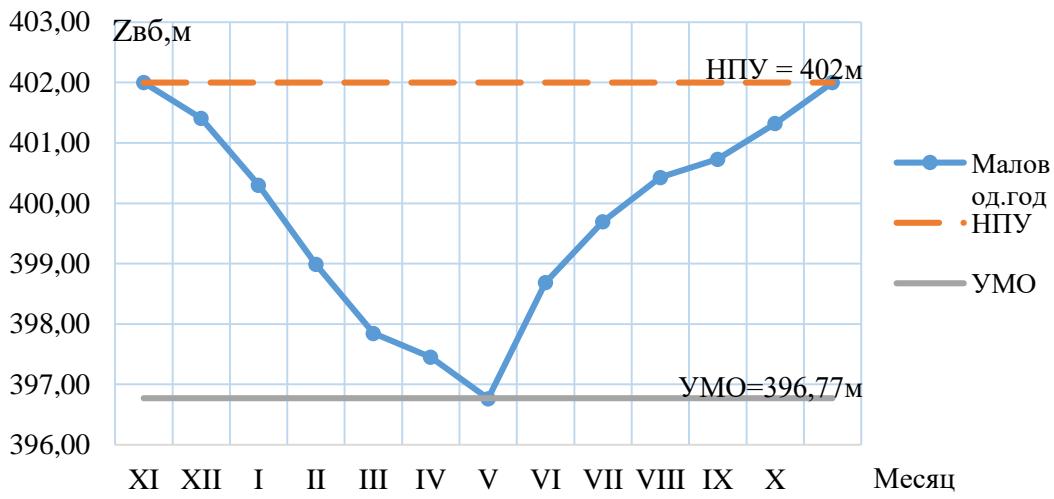


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища для маловодного года

Определение коэффициента зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{48}{91,6} = 0,52, \quad (2.6)$$

где  $V_{\text{пол}}$  - полезный объем,  $\text{км}^3$ ;

$\bar{W}$  - средний объем гор. стока за многолетний период,  $\text{км}^3/\text{год}$ .

Определён годовой тип регулирования.

Расчет сработки-наполнения водохранилища для маловодного года представлен в приложении А, таблица А.1 и А.2.

## 2.5 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС

Рабочая мощность в каждом месяце определяется из ИКН для типичных суток этого месяца. Выработка для треугольника проектируемой ГЭС получена в результате сработки маловодного года:

$$\mathcal{E}_i = N_{\text{раби}} \cdot 24\text{ч} \quad (2.7)$$

При распределении полученной выработки на ИКН (части в полупиковую зоне и части в базовой), рабочая мощность была определена как сумма мощностей, соответствующим этим двум составляющим выработки:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{полупик}} + N_{\text{баз}} \quad (2.8)$$

Также, из установленных мощностей и среднесуточных выработок в каждом месяце были определены рабочие мощности существующих ГЭС (см. Приложения А).

Результаты расчетов заносятся в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Определение рабочих мощностей проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{пер } i}$ , МВт	3000	2600	1500	2036	1824	2092	2155	2223	2136	1200	2600	3000
$\mathcal{E}_i$ , млн кВт · ч	72,00	62,40	36,00	48,86	43,78	50,21	51,72	53,35	51,26	28,80	62,40	72,00
$N_{\text{раб } i}$ , МВт	3349	2892	1924	2813	2120	2418	2418	2624	2524	1440	2892	3349
$N_{\text{сущ раб } i}$ , МВт	1325 9	1269 8	1201 1	1201 2	1142 0	1120 4	1120 4	1142 5	1201 0	1275 0	1269 8	1325 9
$\mathcal{E}_{\text{сущ } i}$ , млн кВт · ч	318,2 2	304,7 5	288,2 6	288,2 9	274,0 8	268,9 0	268,9 0	274,2 0	288,2 4	306,0 0	304,7 5	318,2 2

Строится на графике максимальных мощностей. Нагрузочный резерв для ОДУ принимается равным 1%  $P_{C(\max)}$ , располагается на существующих и проектируемой ГЭС. Данный резерв располагается на существующих и проектируемой ГЭС. Аварийный резерв составляет 8%  $P_{C(\max)}$ .

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в месяцы пониженного потребления, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на Г

Э Расчеты для построения баланса мощности заносятся в таблицу 2.11 и представлен на рисунке 2.4.

Таблица 2.11 – Построение баланса мощности

Месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P, МВт	Равр, МВт	Рнагр, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Навр, МВт	Нрем, МВт
С I	28948	2316	579	13259	250	0	2899	40	0	12340	987	0
Я II	27955	2236	559	12698	241	0	2744	38	245	12365	989	0
С III	26235	2099	525	12011	226	1126	1924	36	0	12300	984	0
В IV	24248	1940	485	12012	209	0	2813	33	0	9423	754	0
О V	22526	1802	451	11420	194	0	2120	31	0	8986	719	1041
б VI	21530	1722	431	11204	186	0	2418	30	0	7908	633	2131
д VII	21527	1722	431	11204	186	0	2418	30	0	7905	632	2134
Н VIII	22517	1801	450	11405	194	0	2624	31	0	8488	679	1088

а

я

м  
о  
щ  
н  
с

## Продолжение таблицы 2.11

Месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P, МВт	Равр, МВт	Рнагр, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нпрем, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нпрем, МВт	Нраб, МВт	Навр, МВт	Нпрем, МВт
IX	24236	1939	485	12010	209	0	2524	33	0	9702	776	0
X	26223	2098	524	12750	226	1126	1440	36	0	12033	963	0
XI	27947	2236	559	12698	241	0	2744	38	245	12357	989	0
XII	28945	2316	579	13259	250	0	2899	40	0	12337	987	0

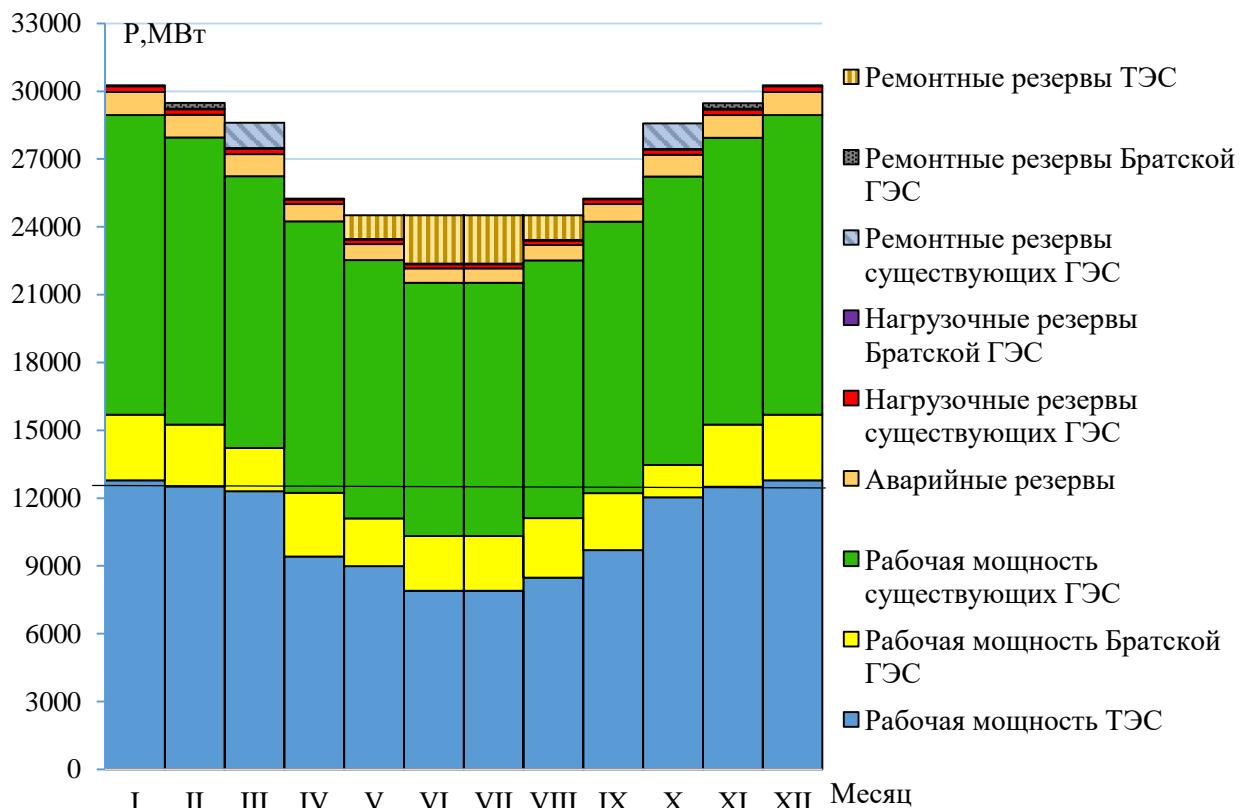


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей ОДУ Сибири с учётом проектируемой Братской ГЭС

Установленную мощность Братской ГЭС определим по данным января по формуле:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{нагр} = 2899 + 40 = 2939 \text{ МВт} \quad (2.9)$$

## 2.6 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в средневодный (Р=50%) год

ВЭР средневодного года производится для определения среднемноголетней выработки, проектируемой ГЭС.

Проводится в две итерации: первая – сработка-наполнение производится максимально приближенно к сработке-наполнению маловодного года.

Из второй итерации находится среднемноголетняя выработка. Как сумма выработок за каждый месяц. Строится график, на котором отображаются сработка-наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года, представлен на рисунке 2.5.

$$\mathcal{E}_{\text{ср.мнолетняя}} = 22,387 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч}$$

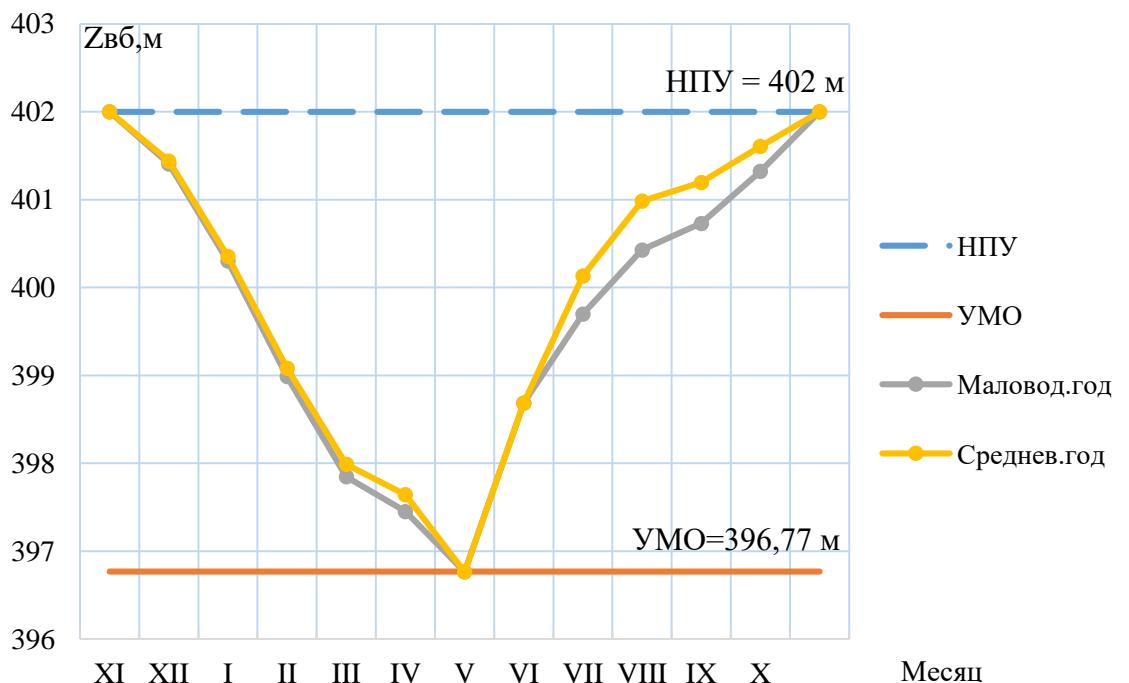


Рисунок 2.5 – График сработка-наполнения водохранилища в маловодный и средневодный год

Расчет сработка-наполнения водохранилища для средневодного года представлен в приложении А, таблица А.3 и А.4.

## 2.7 Построение режимного поля

Нужно определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для разных режимов.

При составлении режимного поля пользуемся методикой из методического пособия «Использование водной энергии».

Расчет режимного поля представлен в таблице 2.12 и рисунке 2.6.

Таблица 2.12 – Построение режимного поля

Кривые связи верхнего и нижнего бьефов		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности ГЭС		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб.з}}, \text{м}$	$H_{\text{НПУ}}, \text{м}$	$H_{\text{УМО}}, \text{м}$	$H_{\text{ВВ}}^{\text{яhb}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
0	282	119	113,77	116,65	108	3477	105	3576
3000	292	109	103,77	106,65	107,7	3487	104,5	3568
5000	298	103	97,77	100,65	107,4	3496	104	3559
7000	303	98	92,77	95,65	107,1	3506	103,5	3551
9000	306,5	94,5	89,27	92,15	106,8	3516	103	3542
11000	309	92	86,77	89,65	106,5	3526	102,5	3533
13000	311	90	84,77	87,65	106,2	3536	102	3525
15000	313	88	82,77	85,65	105,9	3546	-	-
-	-	-	-	-	105,6	3556	-	-
-	-	-	-	-	105,3	3566	-	-
-	-	-	-	-	105	3576	-	-

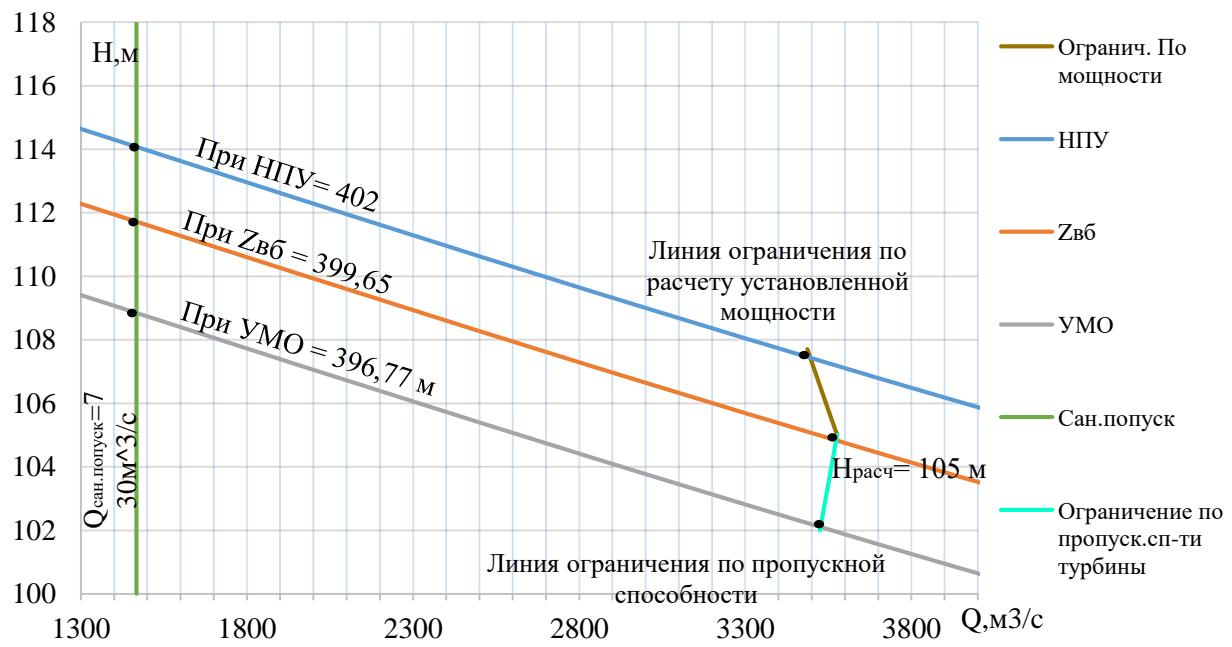


Рисунок 2.6 – Режимное поле

Из построенного режимного поля определяем:

- Максимальный напор  $H_{\max} = 114$  м.
- Расчетный напор  $H_{\text{расч}} = 105$  м.
- Минимальный напор  $H_{\min} = 102$  м.
- Максимальный расход  $Q_{\max} = 3576 \text{ м}^3/\text{с.}$

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор системы и типа агрегатов

Имея рабочие напоры гидротурбины, производится выбор системы и типа гидротурбины по величине максимального напора, так, чтобы выполнялось условие:  $H_{\max} \leq H_{\text{пред}}$ .

Так как максимальный напор  $H_{\max}=115$  м входит в рекомендуемый диапазон напоров то для данной системы реактивных гидротурбин: радиально-осевой (РО) 40 – 650 м, подойдет турбина РО-115.

Выбор оборудования производится и с использованием ГУХ, для того чтобы каждому из рассматриваемых типов турбин, подобрать такие варианты диаметра  $D_1$  рабочего колеса и синхронной частоты вращения  $n_{\text{синх}}$ , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

Произведем анализ и подбор вариантов турбин, основываясь на выше принятом диапазоне напоров, следовательно, выбираем тип гидротурбин РО115-В и ПЛД115-В45°, т.к. в ГУХ ПЛД не представлен коэффициент кавитации, то выбирается только турбина РО115-В, приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры гидротурбин

Параметр	РО115-В
$H_{\text{пред}}, \text{м}$	115
$H_{\min}/H_{\max}$	0,6
$n'_{\text{Iopt}}, \text{мин}^{-1}$	75
$Q'_{\text{Iopt}}, \text{м}^3/\text{с}$	0,9
$\eta_{\text{M opt}}$	0,927
$D'_1, \text{м}$	0,5156
$Q'_{\text{Imaxt}}, \text{м}^3/\text{с}$	1,08
$H_{\text{mod}}, \text{м}$	4
$t_{\text{mod}}, {}^{\circ}\text{C}$	2
$t_{\text{нат}}, {}^{\circ}\text{C}$	8
$v_{\text{mod}}, \text{м}^2/\text{с}$	1,678
$v_{\text{нат}}, \text{м}^2/\text{с}$	1,384

### 3.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задается ряд стандартных значений диаметров  $D_1$  для турбин РО115-В. В качестве примера произведем расчет для РО115-В с диаметром рабочего колеса  $D_1 = 6,3$  м, и в процессе расчета получим следующие параметры:  
Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_{a,\text{пред}} = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{0,5} \cdot \eta_t \cdot \eta_r = \\ = 9,81 \cdot 1,07 \cdot 6,3^2 \cdot 105^{0,5} \cdot 0,921 \cdot 0,97 \approx 400,5 \text{ МВт}, \quad (3.1)$$

где  $Q'_{I_p}$  – приведенный расход в расчетной точке;  
 $\eta_t$  – КПД натурной турбины;  
 $\eta_r$  – КПД генератора.

КПД натурной турбины:

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_n}{v_{\text{мод}}}} \right) = \\ = 1 - (1 - 0,886) \cdot (0,25 + 0,75 \sqrt[5]{\frac{0,5156}{6,3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{115}{115}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,384}{1,678}}) = 0,921, \quad (3.2)$$

где  $\eta_m$  – КПД модельной турбины;  
 $D_{1\text{мод}}$  – диаметр модельной турбины;  
 $H_{\text{мод}}$  – напор модельной турбины;  
 $D_1$  – диаметр натурной турбины;  
 $H_p$  – расчетный напор натурной гидротурбины;  
 $v_n$ ,  $v_{\text{мод}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натурных и модельных условий;  
 $\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ( $\varepsilon = 0,75$ ).

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{арг}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{арг}}} = \frac{2939000}{400,5} = 7,34; \quad (3.3)$$

получается  $Z_{\text{арг}} = 9$ ;

где  $N_{\text{уст}}$  - установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}} = 2939000$  кВт);

$N_a$  - мощность агрегата.

Округлив число агрегатов, пересчитаем мощность на каждый ГА:

$$N_{a, \text{конеч}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_{\text{арп}}} = \frac{2939000}{9} = 327000 \text{ кВт}; \quad (3.4)$$

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M} = \frac{0,921}{0,886} = 1,040; \quad (3.5)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n_{\text{синх}} = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{74,5 \sqrt{1,040 \cdot 105}}{6,3} = 123,56; \quad (3.6)$$

получается  $n_{\text{синх}} = 125$ ;

где  $n'_{I_p}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{I_{\max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\min})^{0.5}} = \frac{125 \cdot 6,3}{(1,040 \cdot 102)^{0.5}} = 76,5; \quad (3.7)$$

$$n'_{I_{\text{расч}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}} = \frac{125 \cdot 6,3}{(1,040 \cdot 105)^{0.5}} = 75,4; \quad (3.8)$$

$$n'_{I_{\min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\max})^{0.5}} = \frac{125 \cdot 6,3}{(1,040 \cdot 114)^{0.5}} = 72,3. \quad (3.9)$$

Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_{I_p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma_{cp}}} = \frac{327}{9,81 \cdot 6,3^2 \cdot 105^{1,5} \cdot 0,97} = 0,804. \quad (3.10)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I_p}$ , чтобы произведение  $Q'_{I_p} \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_{I_p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma_{cp}}} = \frac{377}{9,81 \cdot 6,3^2 \cdot 114^{1,5} \cdot 0,97} = 0,819; \quad (3.11)$$

Приведенные расходы:

$$Q'_{I_p} = \frac{Q_{\min}}{Z_{\text{арп}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta}} = \frac{730}{3 \cdot 6,3^2 \cdot \sqrt{105 \cdot 1,040}} = 0,587; \quad (3.12)$$

$$Q'_{I\ max} = \frac{Q_{min}}{Z_{agr} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{730}{3 \cdot 6,3^2 \cdot \sqrt{114 \cdot 1,040}} = 0,563. \quad (3.13)$$

Расчет РО115-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин для различных диаметров

Тип турбины	РО115-В				
$D_1$ , м	4,25	4,75	5,3	5,6	<b>6,3</b>
$\eta_T$ , о. е.	0,917	0,918	0,919	0,920	<b>0,921</b>
$N_{agr}$ *, кВт	181,5	227,0	282,9	316,1	<b>400,5</b>
$Z_{agr}$ *, шт	16,20	12,95	10,39	9,30	<b>7,34</b>
$Z_{agr}$ , шт	20	15	12	12	<b>9</b>
$N_{agr}$ , кВт	147	196	245	245	<b>327</b>
$\Delta$	1,035	1,036	1,038	1,038	<b>1,040</b>
$n_{cinx}$ *	182,74	163,61	146,73	138,91	<b>123,56</b>
$n_{cinx}$	187,5	166,7	150	142,8	<b>125</b>
$n'(H_{min})$	77,55	77,01	77,27	77,70	<b>76,47</b>
$n'(H_p)$	76,4	75,9	76,2	76,6	<b>75,4</b>
$n'(H_{max})$	73,4	72,8	73,1	73,5	<b>72,3</b>
$Q\Gamma \cdot (\eta_H)_{H_p}$	0,795	0,848	0,852	0,763	<b>0,804</b>
$Q\Gamma \cdot (\eta_H)_{H_{max}}$	0,702	0,750	0,753	0,674	<b>0,710</b>
$Q'$ при $H_p$	0,646	1,034	0,830	0,743	<b>0,587</b>
$Q'$ при $H_{min}$	0,620	0,992	0,796	0,713	<b>0,563</b>

Проанализируем по некоторым критериям, представленным далее, данные в таблице 3.2 тип турбины и выберем наиболее подходящий вариант, опираясь на ГУХ (главные универсальные характеристики с зоной работы турбины, представленные в приложении Б).

Критерии:

Максимальный КПД наблюдается у турбины с диаметром  $D_1 = 6,3$  м;

Оптимальная рабочая зона турбины наблюдается у турбины с диаметром  $D_1 = 6,3$  м;

Наименьшее количество агрегатов у турбины  $D_1 = 6,3$  м;

Условия транспортировки: Рабочие колеса будут доставляться с Санкт-Петербурга водным транспортом и железнодорожным транспортом до Братска, поэтому диаметр не должен превышать  $D_1 \leq 6,3$  м.

Из анализа таблицы 3.2 выбираем гидротурбину РО115-В с параметрами:

$$D_1 = 6,3 \text{ м};$$

$$D_0 = 1,25 \cdot D_1 = 1,25 \cdot 6,3 = 7,875 \text{ м};$$

$$z_{\text{агр}} = 9.$$

### 3.3 Определение отметки заглубления рабочего колеса гидротурбины

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

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s, \quad (3.14)$$

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

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

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

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{x.пл}}, \quad (3.15)$$

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

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

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

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

$\Delta Z_{\text{x.пл.}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных РО-турбин  $\Delta Z_{\text{x.пл.}}=0,8137$ .

Гидротурбина РО115–630–В.

При  $H_{\max}$  и  $N_{\text{ном}}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{300}{900} - 0,107 \cdot 114 - 1,5 + 0,8137 = -2,88 \text{ м};$$

При  $H_p$  и  $N_{\text{ном}}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{302}{900} - 0,14 \cdot 105 - 1,5 + 0,8137 = -5,39 \text{ м};$$

При  $H_{\min}$  и  $N_{\text{огр}}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{301}{900} - 0,139 \cdot 102 - 1,5 + 0,8137 = -4,86 \text{ м};$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

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

$$Z_{PK1} = 300 - 2,89 = 297,11 \text{ м};$$

$$Z_{PK2} = 302 - 5,39 = 296,71 \text{ м};$$

$$Z_{PK3} = 301 - 4,87 = 296,11 \text{ м};$$

Из полученных значений была выбрана отметка установки рабочего колеса  $Z_{PK2} = 296,11 \text{ м}$ .

### 3.4 Выбор типа серийного генератора

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

$$n_{\text{синх}} = 125 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_{\text{ген}}}{\cos \varphi} = \frac{327}{0,9} = 363,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

где  $\cos \varphi = 0,81 - 0,9$ .

Число полюсов:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{125} = 48; \quad (3.17)$$

По справочным данным выбираем генератор СВФ-830/225-48.

### 3.5 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслонапорная установка, является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин. Габаритные размеры маслонапорной установки определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме для турбины РО115-630-В определим тип маслонапорной установки МНУ16/1-40-16-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместительностью 16 м<sup>3</sup>, состоящий из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), имеющий сливной бак вместительностью 16 м<sup>3</sup> с двумя насосами.

Выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГР-100-4. Электрогидравлический регулятор с главным золотником диаметра 100 мм.

Выбираем 2 шт. мостовых крана грузоподъемностью 350/75/10 тонн. Козловые краны 3 шт. грузоподъемностью 5, 15 и 150 тонн.

### 3.6 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям, исходя из диаметра шахты гидроагрегата, которая равна 8 метров, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учетом размещения вспомогательного оборудования ширину машинного зала принимаем равной 24 метрам.

При такой ширине будет возможна раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учетом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Определим ширину блока гидроагрегата. Для приплотинных зданий ГЭС длина блока:

$$B_{бл} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 6,3 = 25,2 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Определим длину машинного зала:

$$L_{МЗ} = B_{бл} \cdot n_{агр} + B_{м.п.} = 25,2 \cdot 9 + 25 = 252 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Высоту и пролет машинного зала назначаем минимально возможными их условия проноса наиболее крупного монтажного узла.

Принимаем  $H_{M.z.}=18$  м.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ. Главная схема должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям надежности и безопасности эксплуатации.

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. На генераторном напряжении для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Для Братской ГЭС с числом агрегатов, равному 9, для максимальной надежности передачи электроэнергии рассмотрим единственный вариант – схему с простыми блоками.

Структурная схема простого блока изображена на рисунке 4.1.

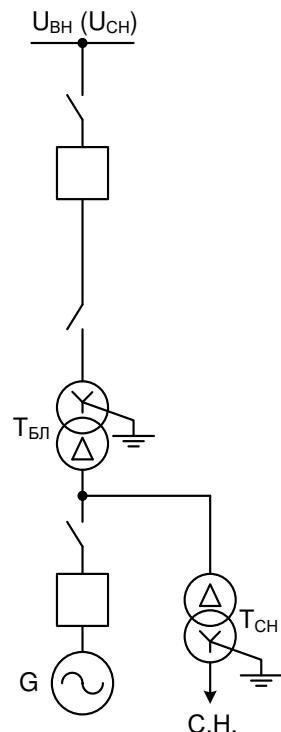


Рисунок 4.1 – Структурная схема простого блока

## 4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

### 4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции. Мощность собственных нужд зависит от мощности самой станции.

В нашем случае, мощность Братской ГЭС составляет 2700 МВт, мощность собственных нужд принимается равным (0,2) %  $P_{\text{г ном}}$ :

$$S_{\text{сн}} = n_r \cdot 0,002 \cdot S_r = 9 \cdot 0,002 \cdot 353 = 6,354 \text{ МВА} = 6354 \text{ кВА}; \quad (4.1)$$

где  $S_r$  – номинальная мощность генератора.

По каталогу ООО «Энерго-Завод», г. Мытищи, Россия [2], выбирается трансформатор ТС3-6400/15 У3. Паспортные данные ТСН приведены в таблице 4.1. Трансформатор собственных нужд устанавливается на каждый простой блок между силовым трансформатором и выключателем согласно СТО. Стоимость трансформатора составляет 1,30954 млн. рублей.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТС3-6400/15

$S_{\text{ном}}$ , МВА	U <sub>H</sub> , кВ		U <sub>K</sub> , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт
	U <sub>BH</sub>	U <sub>HH</sub>			
6,4	15	0,4	6	21,0	3,8

### 4.2.2 Выбор силовых повышающих трансформаторов

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

$$S_{\text{расч}} = S_r - S_{\text{сн}} = 353 - 6,4 = 346,6 \text{ МВА} ; \quad (4.2)$$

По каталогу ОАО "Электрозвод", г. Москва, Россия [3] выбираются трансформаторы ТДЦ-400 000/500-У1. Стоимость трансформатора составляет 188,81 млн. рублей. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ 400 000/500-У1

S <sub>ном</sub> , МВА	U, кВ		U <sub>кз</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %	ΔP <sub>x</sub> , кВт	ΔP <sub>к</sub> , кВт
	U <sub>вн</sub> , кВ	U <sub>нн</sub> , кВ				
400	525	15,75	13	0,25	315	790

#### 4.2.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_g \cdot \left( \frac{P_g - P_{ch}}{\cos \varphi_g} \right) = 9 \cdot \left( \frac{300 - 5,4}{0,85} \right) = 3119,2 \text{ МВА}; \quad (4.3)$$

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n_l = \frac{(S_{уст} - S_{c.h.}) \cdot \cos \varphi}{P_{перед} \cdot k} + 1 = \frac{(3177 - 6,4) \cdot 0,85}{900 \cdot 1,2} + 1 = 3,49 \approx 4, \quad (4.4)$$

где  $P_{нат}$  – пропускная способность на одну цепь ВЛ 500 кВ, равная 900 МВт;  
 $K$  – поправочный коэффициент, равный 1,2;  
 $\cos \varphi_c$  – коэффициент мощности системы, равный 0,85.

Рабочий ток, протекающий по линии:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3119,2}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 900 \text{ А}; \quad (4.5)$$

Максимальный рабочий ток при потере отходящей линии (проверка на нагрев):

$$I_{раб \max} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3119,2}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 1201 \text{ А}; \quad (4.6)$$

Расчётный ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 146 = 945 \text{ А}, \quad (4.7)$$

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

$\alpha_T = 1,0$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=500$  кВ выбираем провод марки ЗАС – 300/39.

Допустимый продолжительный ток провода марки АС – 300/39 составляет  $I_{\text{доп}} = 710$  А.

$I_{\text{доп}} > I_{\text{раб max}}$ , следовательно, выбранная марка провода удовлетворяет условию нагрева.

#### 4.3 Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения

Выбор схем электрических соединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надёжность, экономичность, безопасность обслуживания и удобство эксплуатации, так же оперативная гибкость.

Задача заключается в поиске оптимального варианта. Выбор, обычно, производят на основании сравнения технико-экономического расчёта вариантов, а также на основании опыта проектирования.

Так как Братская ГЭС проектируется в ОЭС Сибири, а точнее, в Иркутской области, где климат района считается умеренно континентальный, в котором отсутствует вечная мерзлота, а напряжение проектируемого РУ ВН составляет 500 кВ. В соответствие с СТО «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» для Братской ГЭС выбирается полуторная схема (№ 220-17).

Структурная схема РУ «17» изображена на рисунке 4.2.

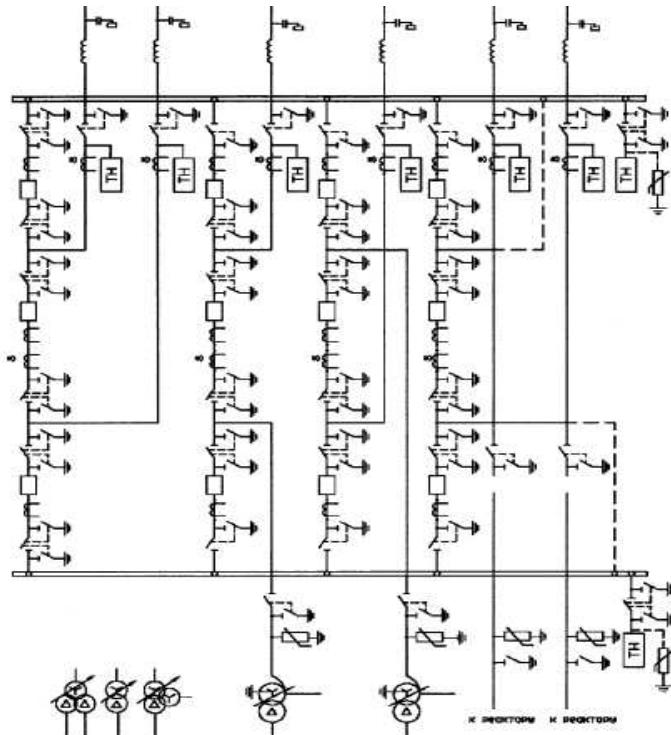


Рисунок 4.2 – Структурная схема РУ

#### 4.4 Выбор варианта главной схемы электрических соединений на основании технико-экономического расчета

Данный пункт основан на сравнении ТЭР нескольких вариантов, но, как было сказано ранее, при количестве агрегатов, равное 9, подходит единственный вариант – схема с простыми блоками, проведем расчет для данной схемы.

Значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.8)$$

где  $E_H$  – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается равным в настоящее время  $E_H = 0,15$ ;

$K_i$  – капиталовложения;

$I_i$  – суммарные издержки.

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K_i = K_{\text{КРУЭ}} + n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н}}} ; \quad (4.9)$$

$$K_i = 3482,9 + 9 \cdot 188,8 + 4 \cdot 1,309 = 5187,34 \text{ млн. руб},$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформатора;

$K_{T_{\text{с.н}}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость ячейки КРУЭ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд.

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

И

где  $I_i^{500}$  – величина издержек на потери электрической энергии в силовых

т

и  $I^{a+0}$  – издержки, связанные с потерями во всей схеме.

и

и Величина издержек на потери электрической энергии в силовых трансформаторах находится по формуле:

и

и  $I_i^{500} = \beta \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_h) \cdot n ,$

и

и где  $\beta$  – тариф на электроэнергию в Иркутской области;

и  $\Delta W_{xx}$  – потери холостого хода в силовом трансформаторе;

и

о

р

а

х

$\Delta W_H$  – нагрузочные (переменные) потери в силовом трансформаторе;  
 $n$  – количество силовых трансформаторов.

Потери холостого хода в силовом трансформаторе рассчитываются:

$\Delta$

где  $n$  – число параллельно работающих трансформаторов;

$x$   $\Delta P_{xx}$  – потери ХХ в силовом трансформаторе;

$t_{раб}$  - время работы блока в течение года.

=

· Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

Р

А

W

где  $\Delta P_k$  – потери при коротком замыкании в силовом трансформаторе;

$n$  – число параллельно работающих трансформаторов;

$S_{расч}$  – расчетная мощность силового трансформатора с вычетом на СН;

$S_{т\ ном}$  – номинальная мощность трансформатора;

б

; время максимальных электрических потерь.

р Рассчитаем время работы блока в течение года:

а

с  $t$

ч  $p$

т  $t_{раб}=8760-0,9\cdot28-0,03\cdot60=8733$  ч,

б

и =

д  $T_{пл}=28$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

м  $\omega=0,03$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

·  $T_{ав}=60$  ч – среднее время аварийного (последовательных) ремонта трансформатора, ч.

, л

μ Рассчитаем время максимальных электрических потерь:

– частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

т

т;

(4.14)

к

: $8760=1886$  год ,

(4.15)

где  $T_{max}$  – часы максимальных нагрузок работы трансформатора в году.

Рассчитаем потери холостого хода в силовом трансформаторе:

$$\Delta W_{xx}=nT\cdot\Delta P_{xx}\cdot t_{раб}=1\cdot0,315\cdot8733=2750,9 \text{ МВтч}; \quad (4.16)$$

Рассчитаем нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_h = \Delta P_{kpt} \cdot S_{pac4St} \quad \text{ном2} \cdot \tau = 0,791 \cdot 351,44002 \cdot 1886 = 1149,87 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч};$$

Рассчитаем величину издержек на потери электрической энергии в силовых трансформаторах:

$$I_i 500 = \beta \cdot \Delta W_{xx} + \Delta W_h \cdot n = 1,5 \cdot 2750,9 + 1149,87 \cdot 2 = \\ = 11,7 \text{ млн.руб.}$$
(4.18)

Издержки, связанные с потерями во всей схеме можно рассчитать по формуле:

$$I_a + 0 = a_{a+o} \Sigma K_i = 5,5\%; \cdot 292,63 = 16,1 \text{ млн. руб,} \quad (4.19)$$

где  $a_{(a+o)\Sigma}$  – коэффициент издержек, связанных с капиталовложениями электрической схемы;

$K_i$  – капиталовложения.

Рассчитаем суммарные издержки:

$$I_i = I_i 500 + I_a + 0 = 11,7 + 16,1 = 27,8 \text{ млн. руб.} \quad (4.20)$$

Рассчитаем полные приведенные затраты:

$$Z_i = E_h \cdot K_i + I_i = 0,15 \cdot 5187,34 + 27,8 = 805,901 \text{ млн. руб.} \quad (4.21)$$

## 4.5 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

### 4.5.1 Расчёт исходных данных

Для расчета токов трехфазного и однофазного короткого замыкания КРУЭ воспользуемся программным комплексом RastrWin, необходимо рассчитать параметры элементов схемы для занесения данных в программный комплекс. Рассчитаем индуктивные и активные сопротивления, а также другие параметры ( $E_g$ ,  $E_c$ ,  $k_t$ ) элементов схемы соответственно.

Синхронные генераторы:

$$E_g = E * g \cdot U_b \cdot g = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ}; \quad (4.24)$$

Силовые трансформаторы:

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,79 \cdot 525^2}{400^2} = 1,36 \text{ Ом}; \quad (4.26)$$

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{525} = 0,03; \quad (4.27)$$

**4** Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

**%**

**Г**

.

**И**

**2** Энергосистема:

**М**

**2**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

**0**

$$R_4 = 0,429 \cdot 69,24 = 7,42 \text{ Омкм}; \quad (4.28)$$

~~Q4 = 0,098 \cdot 69,24 = 0,69 \text{ Омкм}, в программный комплекс.~~ \quad (4.29)

~~$$\sigma E * c \cdot U_b \cdot c = 1,0 \cdot 525 = 525 \text{ кВ}. \quad (4.32)$$~~

## 4.5.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin

0,098 \cdot 69,24 = 0,69 \text{ Омкм}, в программного комплекса рассчитаны параметрами элементов схемы, а именно: Узлы, Ветви, Генератор/Несим. Ниже представлены исходные данные для внесения в RastrWin исходными данными

№	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	...	Ра...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V
1			Нагр	1	Система	110											110,00
2			Нагр	2	Шина	110											110,00
3			Нагр	3	T1	11											10,50
4			Нагр	4	T2	11											10,50

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

#### 4.5.3 Расчёт токов короткого замыкания с применением программного комплекса RastrWin

Заполнив рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrWin, в графе Состав/Несим можно узнать токи короткого замыкания на соответствующих участках схемы, результаты представлены ниже на рисунках 4.6, 4.7 и 4.8.

Рисунок 4.6 – Результаты расчёта 3-х фазного короткого замыкания на выводах генератора

Рисунок 4.7 – Результаты расчёта 3-х фазного короткого замыкания на шине ВН

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1		1	1	1ф	2					4,9280

Рисунок 4.8 – Результаты расчёта 1-го фазного короткого замыкания на шине ВН

Значение полного однофазного КЗ на сборнойшине 500 кВ составляет:

$$I_{\text{п0}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\text{K3}}^1 = 3 \cdot 4,92 = 14,76 \text{ кА.} \quad (4.33)$$

Для удобства, сведём полученные значения токов КЗ в таблицу 4.3:

Таблица 4.3 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Точка КЗ	Ta	$I_{\text{п0}}^{(3)}, \text{kA}$	$I_{\text{п0}}^{(1)}, \text{kA}$
K2 (шина 550 кВ)	0,064	13,03	14,76
K3 (генератор 15,75 кВ)	0,184	168,68	-

Эти значения токов КЗ будут нужны для нахождения ударных токов.

### Расчет постоянной времени и ударного тока короткого замыкания

Для расчета постоянной времени и ударного тока короткого замыкания воспользуемся функцией «Шунт» в графе Состав/Несим. Эта функция позволяет рассчитать эквивалентное сопротивление до КЗ в соответствующем участке схемы, представлен на рисунке 4.9. Определим сопротивления:

1) Для узла 2 (шина 500 кВ), полученные значения сопротивлений приведены ниже:

Тип	П 1	I 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
Шунт	2		1,2877	26,1212			1,2864	26,1212			1,1676	16,8311

Рисунок 4.9 – Эквивалентное сопротивление  
для узла 2 (шина 500 кВ)

Рассчитаем постоянную времени затухания для 1-го и 3-х фазного КЗ соответственно:

$$T_a^{(3)} = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} = \frac{23,12}{314 \cdot 1,28} = 0,060 \text{ с;} \quad (4.34)$$

$$T_a^{(1)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{(26,12+26,12+16,83)}{314 \cdot (1,28+1,28+1,16)} = 0,060 \text{ с.} \quad (4.35)$$

Так как постоянные времени затухания для 1-го и 3-х фазного КЗ получились одинаковые, примем их равными друг другу, рассчитаем ударный коэффициент для 1-го и 3-х фазного КЗ:

$$K_y^{(3,1)} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,060} = 1,85. \quad (4.36)$$

Рассчитаем ударные токи:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 13,03 \cdot 1,85 = 34,09 \text{ кА;} \quad (4.37)$$

$$i_y^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 14,76 \cdot 1,85 = 38,62 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

2) Для узла 3 (генератор 15,75 кВ), полученные значения сопротивлений приведены ниже на рисунке 4.10:

Тип	№	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2	I0	dI0	r0	x0
Шунт	3			0,0027	0,0607			0,0027	0,0607			0,0011	0,0152

Рисунок 4.10 – Эквивалентное сопротивление  
для узла 4 (генератор 15,75 кВ)

Выполним аналогичные расчеты как для узла 4 (генератор 15,75 кВ):

$$T_a^{(3)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,0607}{314 \cdot 0,0027} = 0,071 \text{ с;} \quad (4.39)$$

$$K_y^{(3)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,071}} = 1,97; \quad (4.40)$$

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 168,68 \cdot 1,97 = 469,9 \text{ кА.} \quad (4.41)$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ для узла 3 (генератор 15,75 кВ):

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 168,68 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,071}} = 156,34 \text{ кА.} \quad (4.42)$$

Для удобства сведём полученные результаты в таблицу 4.4:

Таблица 4.4 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Точка КЗ	Tа	Kу	$i_y, \text{kA}$	$I_{n0}^{(3)}, \text{kA}$	$I_{n0}^{(1)}, \text{kA}$
K2 (шина 500 кВ)	0,060	1,85	34,09	13,03	14,76
K3 (генератор 15,75 кВ)	0,091	1,97	469,9	168,68	-

Токи КЗ и ударные токи являются необходимым условием для дальнейшего выбора оборудования электрической схемы.

## 4.2 Выбор и проверка электрических аппаратов главной схеме

### 4.6.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий режим аппаратов и проводников по их нагрузке делится на нормальный и утяжеленный.

Под нормальным режимом электроустановки понимают такой режим работы, при котором значения ее параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перегрузок.

Утяжеленные режимы работы электрических сетей возникают, как правило, в результате аварий или после аварийных отключений оборудования, при последующих перегрузках и отклонениях напряжения от номинальных значений. При этом рабочие токи других присоединений могут увеличиваться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

При выборе аппаратов и проводников исходят из рабочего нормального режима без учёта непродолжительных перегрузок, а по условию нагрева из условий утяжеленного режима.

Таким образом, для выбора аппаратов и проводников в нормальных режимах нужно знать значения рабочих токов присоединений нормального и утяжеленного режимов.

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г2:

$$I_{\Gamma, \text{раб.макс}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma, \text{ном}} = 1,05 \cdot \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 13587 \text{ A}; \quad (4.43)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ 400 000/500-У1:

$$I_{T1-T2, \text{раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{T, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T, \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 525} = 462 \text{ A}; \quad (4.44)$$

Ток ВЛЭП связи с энергосистемой 500 кВ нормального и утяжеленного режимов соответственно:

$$I_{\text{Л1-Л4,раб.макс}} = \frac{n_{\Gamma} \cdot S_{\Gamma_1-\Gamma_2}}{\sqrt{3} \cdot n_{\Delta} \cdot U_{\text{ном.Л}}} = \frac{2 \cdot 56,25}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = 148 \text{ А}; \quad (4.45)$$

$$I_{\text{Л1-Л4,раб.утж}} = \frac{n_{\Gamma} \cdot S_{\Gamma_1-\Gamma_2}}{\sqrt{3} \cdot (n_{\Delta}-1) \cdot U_{\text{ном.Л}}} = \frac{9 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 525} = 1165 \text{ А}; \quad (4.46)$$

Рабочий ток в присоединениях отпаечных трансформаторов собственных нужд на генераторном напряжении 10,5 кВ:

$$I_{\text{TCH,раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{TCH,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{TCH,ном}}} = 1,05 \cdot \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 61584 \text{ А}. \quad (4.47)$$

#### 4.6.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения 15,75 кВ

На генераторном напряжении принят генераторный комплекс НЕС 7В компании АВВ. Параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры НЕС 7В

Параметры	Расчётные данные	НЕС 7В
Номинальное напряжение, кВ	15,75	27,5
Ток максимальный рабочий, кА	22,7	До 25
Ток КЗ, кА	177,5	190
Ток ударный	476,9	521

В цепи генераторного напряжения требуется установка разъединителя, трансформатора тока и напряжения. В генераторном комплексе НЕС 7В разъединитель и трансформаторы тока и напряжения идут в комплекте.

Из ПУЭ трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 15,75 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПН-п-20 (п-полимер, материал покрышки).

#### 4.6.3 Выбор и проверка аппаратов на 500 кВ

В качестве электротехнического коммутационного аппарата высокого напряжения было выбрано комплектной распределительное устройство с элегазовой изоляцией ELK-3 500 кВ производства компании АВВ.

Преимущества данной системы заключается в ее компактности, что приводит к снижениям затрат на инфраструктуру, надежность, безопасность,

длительный срок службы. Высокая скорость установки и ввода в эксплуатацию. Высокое качество продукции за счет полной заводской сборки и тестирования. Легкая и удобная эксплуатация и обслуживание. Дополнительные функции для цифровых подстанций.

Смонтированы все основные компоненты распределустройства, такие как дугогасительная камера, разъединители, а также привод и оборудование для контроля и управления, заземлители, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционально току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты.

Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 500 кВ.

Каталожные данные КРУЭ 500 кВ представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры ELK-3 500 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель	В состав входят трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, заземлители, разъединители.
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 1201 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 13,03 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	
$i_y = 34,09 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 170 \text{ кА}$	

По ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 500 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения устанавливается ОПНп-500 производства «Техэнергомакс».

Выбран анализатор сети Omix P99-МА-3 производство компании АРК «Энергосервис» и синхронизатор АС-М3 производство ООО «АСУ-ВЭИ». Каталожные данные представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	Omix P99-МА-3	RS-485	0,5	5
Синхронизатор	АС-М3	Ethernet M-bus	0,5	35

По значениям токов рабочего и утяжеленного режимов выбирается высокочастотный заградитель – ВЗ-1250-0,5 (высокочастотный заградитель,

номинальный ток, номинальная индуктивность). Фильтр присоединения – укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

#### **4.6.4 Схема собственных нужд**

Схема собственных нужд выполнена на основе СТО «Системы питания собственных нужд ГЭС».

Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания. Секции питаются от четырех трансформаторов собственных нужд ТСН1, ТСН2, ТСН3, ТСН4 типа ТСЗ-6400/15-У3. Осуществляется взаимное резервирование, агрегатные собственные нужды для каждого генератора запитываются от агрегатных трансформаторов собственных нужд, а также осуществлено резервное питание от резервного трансформатора РТСН имеется дизель-генераторная установка для осуществления резервного питания особо ответственных потребителей.

### **5 Релейная защита и автоматика**

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей необходимо защищать от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями. Также оборудование необходимо оснащать устройствами автоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Целью данного курсового проекта является, в соответствии с ПУЭ, выбрать защиту основных элементов проектируемой Братской ГЭС мощностью 2700 МВт: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

#### **5.1 Технические данные оборудования**

Технические данные оборудования представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические данные оборудования

Наименование оборудования	Наименование параметра		Параметр
генератор	Тип		СВФ – 830/225-48
	номинальная мощность	полная, МВА активная, МВт	353 300
	номинальное напряжение, кВ		15,75
	коэффициент мощности cosφ		0,85
	частота тока, Гц		50
	частота вращения, об/мин		214
	число фаз обмотки статора		3
	номинальный ток статора, А		12940
	ток ротора при номинальной нагрузке, А		3210
	индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.	синхронное $X_d$	1,6
		переходное $X'_d$	0,43
		сверхпереходное $X''_d$	0,32
	емкость обмотки статора, мкФ		1,12
	соединение фаз обмотки статора		«звезда»
трансформатор	Тип		ТДЦ 400000/500-У1
	номинальное напряжение, кВ	ВН НН	525 15,75
	напряжение короткого замыкания, %		13

## 5.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защита генератора СВФ – 830/225-48:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Поперечная дифференциальная защита генератора;
- 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 400000/500/15,75:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 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 потери охлаждения;
- Защита от перегрева масла;
- Защита от перегрева обмотки.

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 500 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 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

### 5.3 Расчет номинальных токов

В данном разделе производится расчет номинальных токов, которые являются основой для выполнения данного курсового проекта.

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{353000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 12940 \text{ A}; \quad (5.1)$$

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сx}}}{K_{\text{тт нн}}} = \frac{12940 \cdot 1}{13000/5} = 4,80 \text{ A}; \quad (5.2)$$

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном т}}} = \frac{353000}{\sqrt{3} \cdot 525} = 388,2 \text{ A}; \quad (5.3)$$

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{тт вн}}} = \frac{388,2}{400/5} = 4,85 \text{ A}; \quad (5.4)$$

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{нн.те}} = \frac{I_{\text{ном рот}}^{(1)}}{1,2255} = \frac{3210}{1,2255} = 2619,34 \text{ A}; \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{те}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн.те}} \cdot I_{\text{нн.те}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2619,34 = 1815 \text{ кВА}. \quad (5.6)$$

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

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 15,75 кВ:

$$I_{\text{вн те}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 73,31 \text{ A}; \quad (5.7)$$

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

$$I_{\text{вн те}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{тт вн те}}} = \frac{73,31}{80/5} = 4,58 \text{ A}; \quad (5.8)$$

$$I_{\text{вн те_р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном рот}}^{(1)} \cdot U_{\text{нн.те}} \cdot K_{\text{сх}}}{1,2255 \cdot U_{\text{вн те}} \cdot K_{\text{тт вн те}}} = \frac{3210 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 15,75 \cdot 80/5} = 4,16 \text{ A}. \quad (5.9)$$

## 5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «Релематика».

Для защиты блока «генератор-трансформатор» было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генератора большой мощности «TOP300 ЗГ 511».

## 5.5 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Задача выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{ном}} = 12940 \text{ А}$ .

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

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 12940 = 647 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;  
 $f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;  
 $I_{\text{н}}$  – номинальный ток генератора равный 12940 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб(н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{н}} = 0,1 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.11)$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, равный 2.

$$I_{\text{ср.0}} \geq 1294 \text{ А}.$$

Принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{н}} = 0,15 \cdot 12940 = 1941 \text{ А}. \quad (5.12)$$

2) Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{нб(КЗ)}} = K_{\text{ап}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{макс}}, \quad (5.13)$$

где  $K_{\text{ап}}$  – коэффициент апериодической составляющей равный 2;

$I_{\text{макс}}$  – максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора, определяемый как:

$$I_{\max} = \frac{\overset{''}{E_d}}{x_d} \cdot I_h = \frac{1,13}{0,32} \cdot 12940 = 45694,38 \text{ A}, \quad (5.14)$$

где  $\overset{''}{E_d}$  – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;  
 $x_d$  – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,32.

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{h6(K3)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 45694,38 = 4569,44 \text{ A}.$$

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{h6(K3)} \cdot K_h}{I_T}, \quad (5.15)$$

где  $K_h$  – коэффициент надежности, 2;  
 $I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора и равен  $I_{\max}$ .  
 Тогда:

$$K_T > \frac{4569,44 \cdot 2}{45694,38};$$

$$K_T > 0,2.$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

3) Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (5.15) и равна:

$$I_{ht} = \frac{I_{cp.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.16)$$

4) Тормозной ток  $B$ , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки  $B$  должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{cp.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.17)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{otc} = (2 \div 12)I_{nom}$ .

Принимаем уставку:  $I_{otc} = 6 \cdot I_{nom} = 77,64 \text{ kA}$ .

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1.

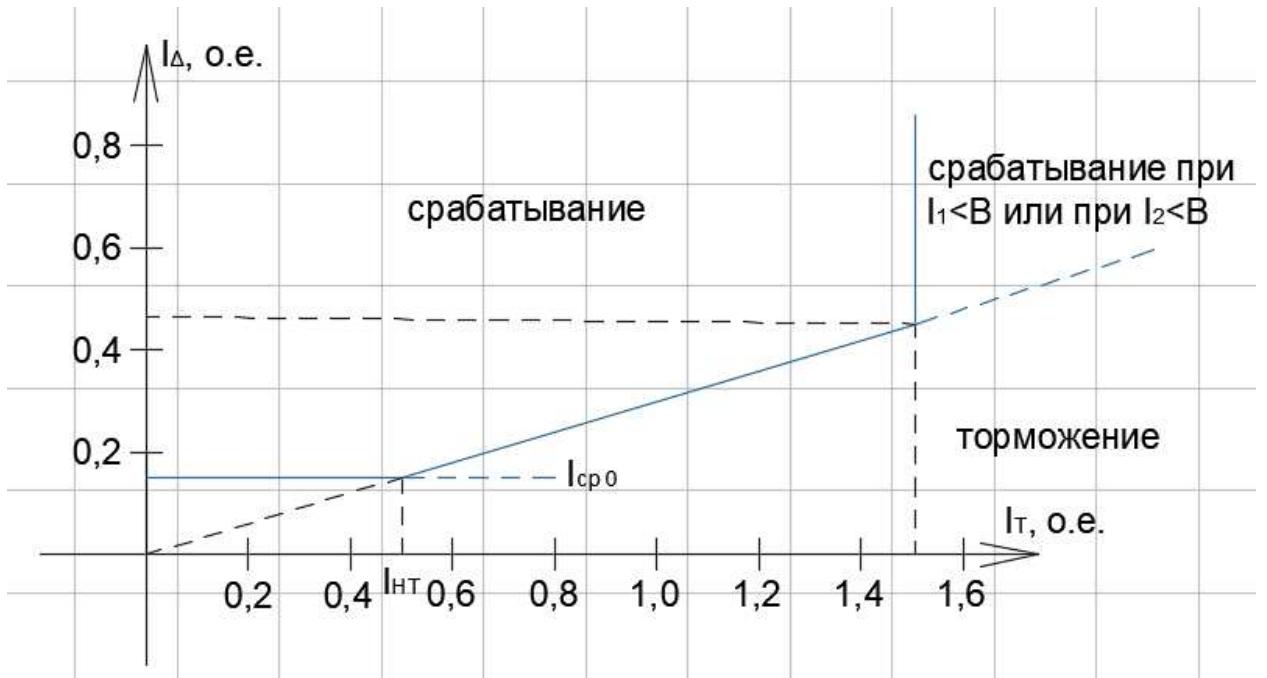


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания диф. защиты генератора

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

## 5.6 Поперечная дифференциальная защита ( $I_{\Delta}$ )

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора (при трехслойной обмотке генератора).

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях, и в соответствии с Руководящими Указаниями по релейной защите может быть принят:

$$I_{CP} = 0,2 \cdot I_{nom.g.} = 0,2 \cdot 12940 = 2588 \text{ A.} \quad (5.18)$$

## 5.7 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_o$ ))

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

1) Первый орган – это орган  $U_0$ , реагирующий на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Он защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны фазных выводов и включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, которое измеряется 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 ( $U_0$  эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения  $U_0$  эл.ст. приведена на рисунке 5.2.

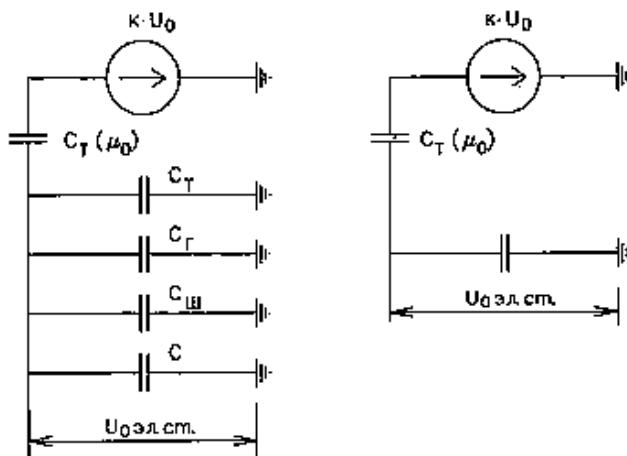


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_0$  эл.ст.

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

$C_\Gamma$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю; Принимается равной 1,1 мкФ/фазу;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю; Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{\text{Ш}}$  – емкость шинопровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{ВГ}}$  – емкость генераторного выключателя. Принимается равной 0,45 мкФ/фазу;

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,00733 + 1,1 + 0,008 + 0,45 = \\ = 1,56 \text{ мкФ.} \quad (5.19)$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ,} \quad (5.20)$$

где  $U_{\text{ном вн}}$  – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ.

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,015}{0,015+1,56} = 481,14 \text{ В}, \quad (5.21)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий распределение  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,015 мкФ/фазу.

Суммарный емкостный ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,56 = 13,35 \text{ А}. \quad (5.22)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_n}{K_b} \cdot \frac{1}{n_{\text{тн}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}, \quad (5.23)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности;

$K_b$  – коэффициент возврата;

$n_{\text{тн}}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 481,14}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3};$$

$$U_{\text{ср}} \geq 2,78 \text{ В.}$$

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

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

2) Второй орган – это орган  $U_{03}$ , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Данный орган защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа  $U_{03}$  выбирается по коэффициенту торможения  $K_t$  от 1 до 3.

В данном случае  $K_t$  принимается равным 1,2. Тогда расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от  $K_t$  будет равно:

$$X = \frac{1}{K_t+2} = \frac{1}{1,2+2} = 0,3125. \quad (5.24)$$

Из выражения 5.22 видно, что орган  $U_{03}$  при  $K_t$  равном 1,2 работает селективно и защищает 31,25 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{th}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.25)$$

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{th}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.26)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

## 5.9 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Данная защита предназначена для ликвидации 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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.27)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;  $I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.28)$$

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

Задана следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07;$$

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 12940 = 905,8 \text{ A}. \quad (5.29)$$

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.

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18, \quad (5.30)$$

где  $A = 16$  – параметр, заданный заводом-изготовителем;

$t = 500$  с – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15 \text{ о. е.}, \quad (5.31)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = I_{*2\text{пуск}} \cdot I_H = 0,15 \cdot 12940 = 1941 \text{ A}. \quad (5.32)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока  $I_{*2\text{пуск}}$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711,1 \text{ с.} \quad (5.33)$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}. \quad (5.34)$$

$$A_{\text{ио}} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (5.35)$$

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

Таблица 5.2 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{н}}$	1,0	0,54	0,45	0,36	0,27	0,18
Длительность (с)	16	55	80	125	220	500

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

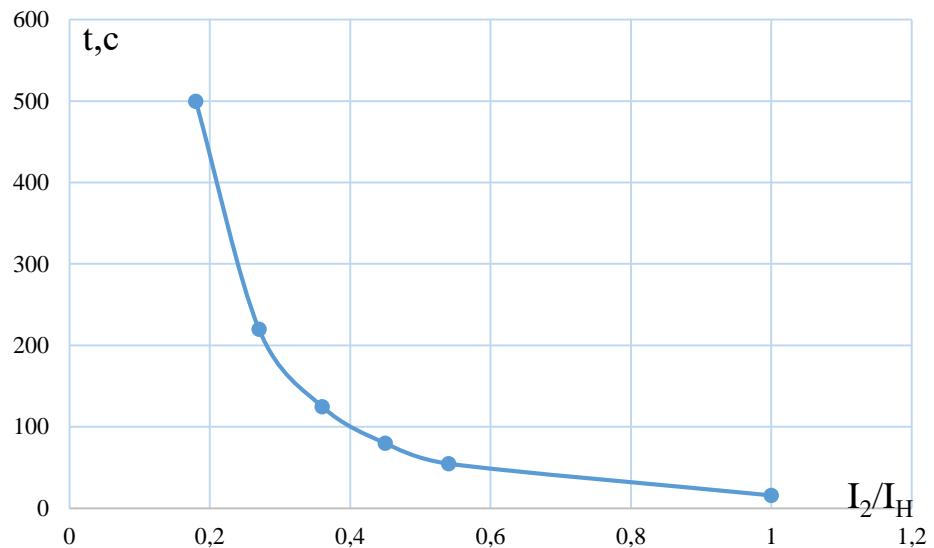


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t \text{ мин.} = 16 \text{ с}$ ,  $t \text{ макс.} = 500 \text{ с}$ .

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

а). по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I^{* \text{ 2C.3.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X''_{d\text{ ВН}} + X_T + X_L)} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (355,56 + 0,115 + 0,038)} = \\ = 0,001083 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

$$x''_{d\text{ BH}} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{BH}}^2}{U_{\text{HH}}^2} = 0,32 \cdot \frac{525^2}{15,75^2} = 355,56; \quad (5.37)$$

$$x'_{\text{L}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\phi,\text{ном}}^2} = 0,429 \cdot 69,3 \cdot \frac{353}{242^2} = 0,038; \quad (5.38)$$

$$x'_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{353}{400} = 0,115. \quad (5.39)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{C.3.}} = I^{*}_{2\text{C.3.}} \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} = 0,0010813 \cdot 2 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,0721 \text{ о. е.} \quad (5.40)$$

б). по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ на шинах ВН блока:

$$\begin{aligned} I^{*}_{2\text{C.3.}} &\leq \frac{I_2^{(2)}}{\text{Кч}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X''_{d\text{ BH}} + X_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (355,56 + 0,115)} = \\ &= 0,0010814 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (5.41)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{C.3.}} = I^{*}_{2\text{C.3.}} \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} = 0,0010814 \cdot 2 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,0721 \text{ о. е.} \quad (5.42)$$

Принимаем уставку  $I_{2\text{C.3.}} = 0,2 \cdot I_{\text{H}}$ ;

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 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.43)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.44)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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 ниже на рисунке 5.4.

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.

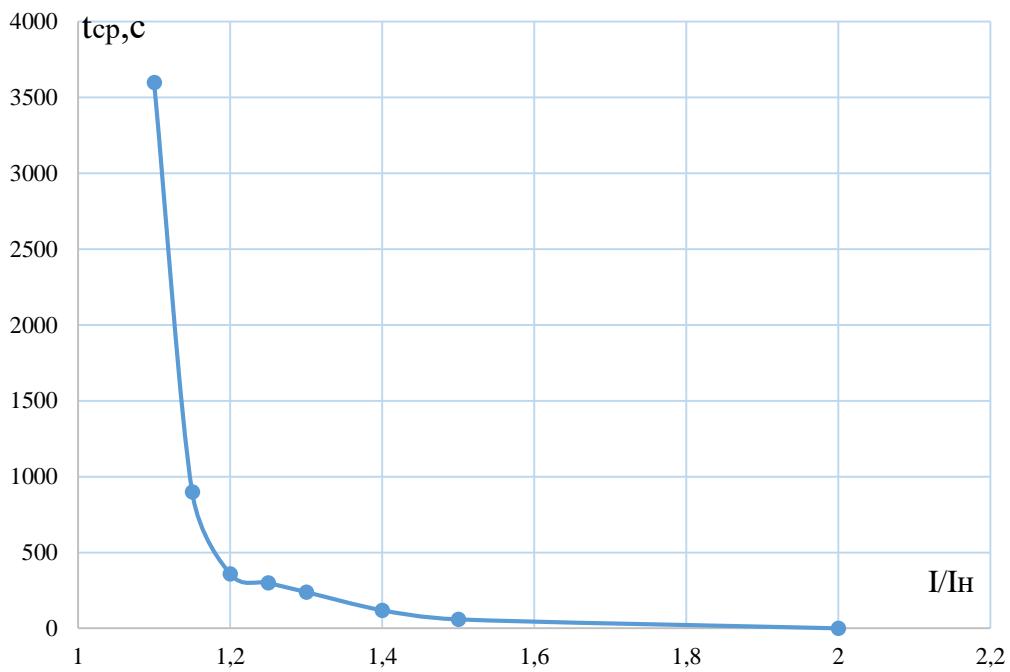


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,4 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.45)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ( $U_r <$ ). Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 15750 / 100} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.46)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение секционного выключателя, 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ :

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 101,5 + \frac{0,8}{4} \cdot 30,5 = 87,3 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне (5.48);

$Z'_{1L}$  – сопротивление линии (5.49);

$K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,13 \cdot 525^2}{353} = 101,5 \text{ Ом}. \quad (5.48)$$

Сопротивление линии:

$$Z'_{1L} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{29,73^2 + 6,79^2} = 30,5 \text{ Ом}. \quad (5.49)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{353}{400} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{353}{525^2} \cdot 30,5 = 0,1.$$

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 0,7 = 0,07 \text{ Ом}, \quad (5.50)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{нр}}} = \frac{15,75^2}{353} = 0,7 \text{ Ом}. \quad (5.51)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,07 \cdot \frac{\frac{13000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 1,16 \text{ Ом}. \quad (5.52)$$

Принимается уставка  $Z_{1C3} = 1,16 \text{ Ом}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 12940} = 0,7 \text{ Ом}, \quad (5.53)$$

где  $I_{\text{нагр}}$  - номинальный ток статора, А.

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

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.н.ом}}}{I_{\text{в.х.х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,46 - 0,95}{1,6} = 2,48 \text{ о. е.}, \quad (5.54)$$

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

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{*\text{нагр.ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н}}}{I_{\phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,48} = 0,38; \quad (5.55)$$

$$Z_{\text{нагр.ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н}}}{I_{\phi}} \cdot Z_6 = \frac{0,95 \cdot 1}{2,48} \cdot 0,7 = 0,27 \text{ Ом}; \quad (5.56)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{нагр.ф}}}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,48} = 0,36. \quad (5.57)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{c3II} = \frac{Z_{*\text{нагр.ф}}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.58)$$

$$Z_{c3II} = Z_{II\text{ o.e.}} \cdot Z_6 = 0,35 \cdot \frac{15,75^2}{353} = 0,25 \text{ Ом.} \quad (5.59)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{c3II} = \frac{Z_{c3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,25 \cdot 13000/5}{15750/100} = 4,13 \text{ Ом.} \quad (5.60)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,13 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{cm1} = 0,08 \text{ Ом}, Z_{cm2} = 0,03 \text{ Ом.}$

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 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

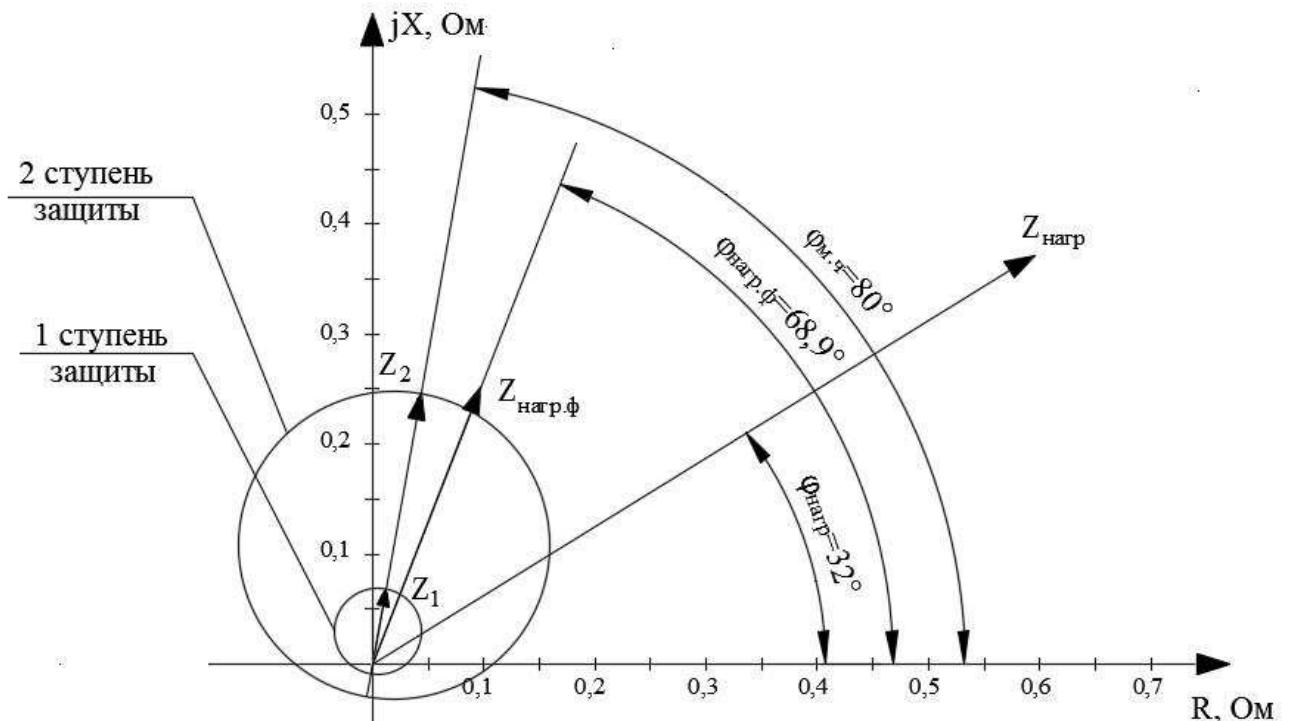


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

## 5.12 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:

$$I_{\text{р сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{ном.р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ном.р}}, \quad (5.61)$$

где  $I_{\text{ном.р}}$  – номинальный ток ротора.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{р пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ном.р}}. \quad (5.62)$$

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

Перегрузочная способность представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длит-но	210	150	120	90	72	60	20

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

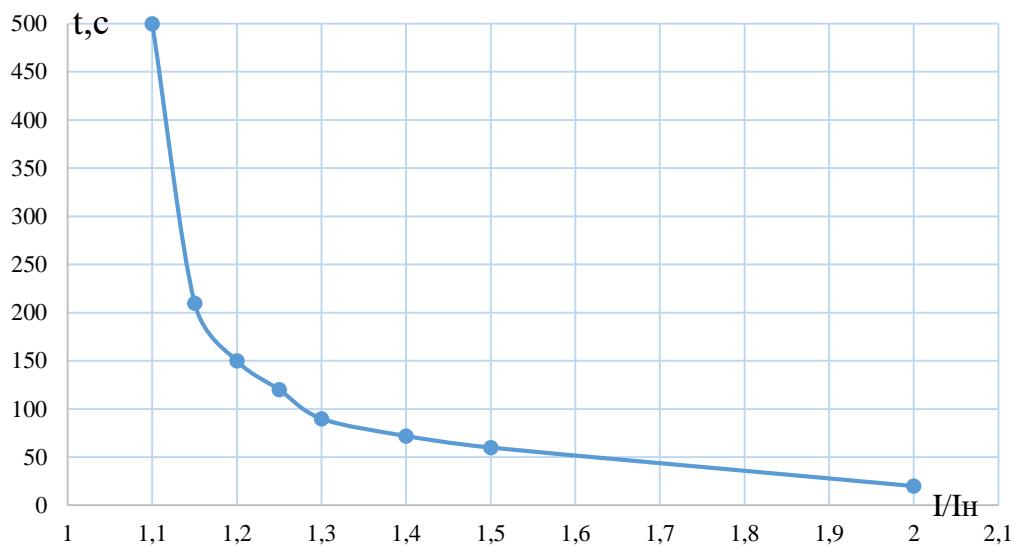


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{\text{р пуск.}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 2,14 \cdot I_{\text{ном.р.}} \quad (5.63)$$

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

### 5.13 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.5.

Матрица отключений представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.5 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф.защита поперечная	$I\Delta>$	Ток срабатывания, $I_{cp}$	$0,2 \cdot I_H$	0,96 A
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{cp.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,72 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Уставка нач. торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,4 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,2 A
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 5 B
		$t_2$	$U_{02G}$	- 10 B
		$t_3$	$U_{0G}$	- 15 B
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$ 140 B
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$ 120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,34 A
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$ 0,82 A
		OTC I	$I_{2С.З.}$	$0,2 \cdot I_H$ 0,96 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$ 5,14 A
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$ 5,28 A
		OTC	$I_{1OTC}$	$1,429 \cdot I_H$ 6,86 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,1 1,16 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35 4,13 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$ 4,45 A
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$ 4,57 A
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,14 \cdot I_{HOM.P}$ 8,90 A

Таблица 5.6 – Матрица отключений

Защиты				Отключение В/Г		Гашение полей		Останов турбины и сброс		Пуск ГЖТ ГТ		Отключение СВ		Отключение В-500 и В-ТСН		Разгрузка по мощности		Предупредительный сигнал				
Наименование	Обозначение																					
Диф. Защита поперечная	$I\Delta>$			+		+		+		+												
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$			+		+		+		+												
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			+		+															
		OTC I	$t_1$												+							
			$t_2$														+					
			$t_3$		+		+															
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО															+					
		ИО			+		+															
		OTC	$t_1$												+							
			$t_2$												+				+			
			$t_3$		+		+												+			
ДЗ	$Z <$	1 ступень		$t_1$														+				
		$t_2$		+		+		+		+						+				+		
		2 ступень		$t_1$												+				+		
		$t_2$		+		+										+				+		
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО																	+			
		ИО			+		+															
		+			+		+															

## **6 Состав и компоновка сооружений**

### **6.1 Определение класса сооружения**

- 1) Предварительная высота плотины находится в интервале 120 - 125 м. Основание скальное. Присваивается I класс сооружения.
- 2) Мощность ГЭС  $N_{уст} = 2939$  МВт. Присваивается I класс сооружения.
- 3) Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС более 3000 человек. Присваивается I класс сооружения.  
Назначается I класс сооружения.

### **6.2 Определение отметки гребня плотины**

#### **6.2.1 Бетонная плотина**

За отметку гребня бетонной плотины  $\nabla\Gamma\text{БП}$  принимаем отметку, вычисленную по формуле:

$$\nabla\Gamma\text{БП} = \nabla\text{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

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

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

где  $h_{1\%}$  – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1 % на откос бетонной плотины;  
 $\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;  
 $a$  – конструктивный запас, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класс – 0,8 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v^2 L}{g(d+0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый  $2,2 \cdot 10^{-6}$ ;  
 $v$  – расчетная скорость ветра, м/с;  
 $L$  – длина разгона волн, м;  
 $\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ( $\alpha = 0$ );  
 $d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{402,00 - 291,00}{2} = 55,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона в первом приближении по формуле (6.3):

$$\Delta h_{set} = 2,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{21^2 \cdot 8528}{9,81 \cdot (55,5 + 0,5 \cdot 0)} \cdot \cos 0^\circ = 0,0152 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона во втором приближении:

$$\Delta h_{set} = 2,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{21^2 \cdot 8528}{9,81 \cdot (55,5 + 0,5 \cdot 0,0152)} \cdot \cos 0^\circ = 0,0152 \text{ м.}$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая:

1. Вычисляем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 8528}{21^2} = 189,70; \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{21} = 10090,29, \quad (6.6)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище ( $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ ).

2. Из графика по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ , результаты представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,0226	1,9
$\frac{gt}{v}$	0,074	3,8

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,0226$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,9$ , вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = \frac{0,0226 \cdot 21^2}{9,81} = 1,02 \text{ м};$$

$$\bar{T} = \frac{1,9 \cdot 21}{9,81} = 4,07 \text{ с.}$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,07^2}{2\pi} = 25,86 \text{ м.} \quad (6.7)$$

4. Выполняем проверку на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda}; \quad (6.8)$$

$55,5 \text{ м} \geq 12,93 \text{ м}$  – условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,02 \cdot 2,1 = 2,14 \text{ м.} \quad (6.9)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по в зависимости от значения  $\frac{gL}{v^2}$ .

6. Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla \Gamma \text{БП} &= \nabla \text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = \\ &= 402,00 + 2,14 + 0,0152 + 0,8 = 404,96 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.10)$$

### 6.3 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и Дна, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов.

#### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем 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 –  $Q_{ГЭС}$ :

$$\begin{aligned} Q_{p, осн} &= Q_{max, осн} - Q_{ГЭС} - Q_{coop} = \\ &= 12830 - 2975,42 - 1981,48 = 7873,10 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \end{aligned} \quad (6.11)$$

где  $Q_{max, осн}$  – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС I класса;  $n$  – число гидроагрегатов ГЭС.

$Q_{ГЭС}$  – допустимый расход через агреграты ГЭС;

$Q_{\text{coop}}$  – расход сооружения.

$$Q_{\text{max.осн}} = Q_{0,1\%} = 12830 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{1\text{агр}}(n - 2) = 425,06 \cdot (9 - 2) = 2975,42 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

$$Q_{\text{coop}} = Q_{\text{ав.вод}} = \frac{V_{\text{полез}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{25,68 \cdot 10^9}{5 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 1981,48 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.13)$$

где  $Q_{1\text{агр}}$  – допустимый расход через один агрегат;  
 $Q_{\text{ав.вод}}$  – расход, пропускаемый через аварийный водослив;  
 $V_{\text{полез}}$  – полезный объем водохранилища;  
 $t_{\text{ср}}$  – время сработки водохранилища.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{7873,10}{78,75} = 99,98 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где  $q_p$  – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 63 = 78,75 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.15)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

$$q_p = v_h \cdot h_{HB} = 5 \cdot 12,6 = 63 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.16)$$

где  $h_{HB}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяем по кривой  $\nabla HB = f(Q_{HB})$  при  $Q_{\text{осн. max}}$ ;

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимаем в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (скальные – 5 м/с).

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому полученное значение округлим в большую сторону.

$$B = n \cdot b = 6 \cdot 20 = 120 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где  $n = 6$  – число пролетов (не менее 2÷3),  
 $b = 20$  – стандартная ширина пролета.

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b, \quad (6.18)$$

$$\delta_B \geq (2,4 \div 3,2) \text{ м.}$$

В дальнейших расчетах рекомендуется принять толщину быка 4 м.

### 6.3.2 Аварийный водосброс

Принимаем расход, который должен пропускать аварийный водослив, равный  $Q_p = Q_{\text{ав.вод}} = 1981,48 \text{ м}^3/\text{с.}$

Проектируем незатопленные выходные отверстия. Принимаем высоту отверстия  $h_{\text{отв}} = 6 \text{ м}$ , порог водосброса на 291,60. Водослив незатоплен.

Напор над центром выходного отверстия равен:

$$\begin{aligned} H_{\text{BO}} &= \text{НПУ} - \left( \nabla h_{\text{пор}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} \right) = \\ &= \left( 402,00 - (291,60 + \frac{6}{2}) \right) = 107,4 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.19)$$

Определим суммарную площадь выходных сечений:

$$\Sigma \omega_{\text{BO}} = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH_{\text{BO}}}} = \frac{1981,48}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 107,4}} = 54 \text{ м}^2, \quad (6.20)$$

где  $\mu = 0,8$  – коэффициент расхода.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega_{\text{BO}}}{h_{\text{отв}}} = \frac{54}{6} = 9 \text{ м.} \quad (6.21)$$

Ширина водосливного фронта В должна быть целым числом, поэтому округляем полученное значение в большую сторону и принимаем 2 отверстия шириной 4,5 метра каждое:

$$B = b \cdot n = 4,5 \cdot 2 = 9 \text{ м.} \quad (6.22)$$

### 6.3.3 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления –  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{7873,10}{0,49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,7 \text{ м}, \quad (6.23)$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{7873,10}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,84 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления ( $\sigma_n = 1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{9,7}{20} = 0,98, \quad (6.25)$$

где  $b$  – ширина пролета;

$n$  – число пролётов;

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

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

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 12,31 - \frac{1,1 \cdot 0,5^2}{2 \cdot 9,81} = 9,82 \text{ м}, \quad (6.26)$$

где

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА})(B + (n-1)\delta_B)} = \\ = \frac{7873,10}{(402,00 - 291,00)(120 + (6-1) \cdot 4)} = 0,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.27)$$

где  $\delta_B = 4 \text{ м}$  – толщина разрезного быка;

Отметку гребня водослива определим по формуле:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{ct} = 402,00 - 10,0 = 392,00 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где  $H_{ct} = 10,0$  – 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).

### 6.3.4 Построение профиля водосливной грани

Табличные координаты  $x$  и  $y$  умножают на  $H_{ct}$ .

$$R = (0,3) \cdot (P_B + H); R = 0,3 \cdot (104 + 10) = 34,2 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где  $P_B$  – высота водосливной плотины, определяется по формуле:

$$P_B = \nabla GB - \nabla дна = 392,00 - 291,00 = 104 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную.

Отметку гребня быка бетонной водосливной плотины определим по формуле:

$$\nabla GB = \nabla GB + 1,6 \cdot H_{ct} = 392,00 + 1,6 \cdot 10 = 408,00 \text{ м}. \quad (6.31)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений  $\nabla GBП = 404,96 \text{ м}$  и  $\nabla GB = 408,00 \text{ м}$ .

$$\nabla GBП = 408,00 \text{ м}.$$

Для построения оголовка водосливной плотины типа А воспользуемся значениями, приведенными в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А.

X, м	0,00	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00
Y, м	1,26	0,36	0,07	0,00	0,06	0,27	0,60	1,00	1,46	1,98	2,56	3,21	3,94	4,75

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

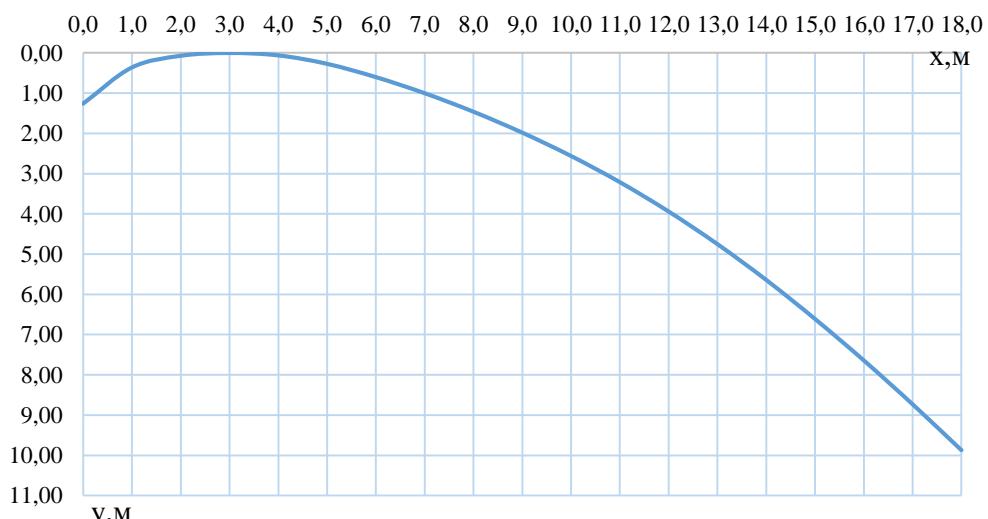


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины типа А

### 6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

За плотиной необходимо получить затопленный прыжок. Для этого необходима либо соответствующая глубина в нижнем бьефе, либо гашение части избыточной энергии с помощью двух водобойных стенок.

Определяется критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 7873,10^2}{(120 + (6-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 7,22 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Дна}} - h'_c)}} = \frac{56,24}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (402,00 - 291,00 - 0)}} = 1,34 \text{ м.} \quad (6.33)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани;

$q$  – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B + (n-1) \cdot \delta_B} = \frac{7873,10}{120 + (6-1) \cdot 4} = 56,24 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.34)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Дна}} - h'_c)}} = \frac{56,24}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 (402,00 - 291,00 - 1,34)}} = 1,35 \text{ м;} \quad (6.35)$$

$$\begin{aligned} h''_c &= \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{kp}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,35}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{7,22}{1,35} \right)^3} - 1 \right) = \\ &= 22,96 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.36)$$

Так как  $h''_c = 22,96 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 12,6 \text{ м}$ , прыжок отогнанный.  
Выполняем расчет водобойной стенки.

### 6.3.6 Расчет водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$\begin{aligned} H_{ct} &= \left( \frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \left( \frac{56,24}{0,35 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 56,24^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 22,96)^2} = \\ &= 10,68 \text{ м,} \end{aligned} \quad (6.37)$$

где  $\sigma = 1,1$  – коэффициент запаса;  $m = 0,35$  для водослива практического профиля.

Высота водобойной стенки:

$$h_{ct} = \sigma h_c'' - H_{ct} = 1,1 \cdot 22,96 - 10,68 = 14,57 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Толщина водобойной плиты за плотиной:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 41,7 \cdot \sqrt{1,35} = 7,27 \text{ м.} \quad (6.39)$$

$$v_c = \frac{q_B}{h_c'} = \frac{56,24}{1,35} = 41,7 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.40)$$

Принимаем толщину водобойной плиты 3 м и укрепляем плиту анкерами в скалу.

Длина водобойной плиты:

$$\begin{aligned} l_B &= 0,8 \cdot 2,5(1,9 \cdot h_c'' - h_c') = \\ &= 0,8 \cdot 2,5(1,9 \cdot 22,96 - 1,35) = 84,5 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.41)$$

### 6.3.7 Расчет сопряжения потока после водобойной стенки

Определим сопряженные глубины:

$$h_c' = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ct} + H_{ct} - h_c')}} = \frac{56,24}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (14,57 + 10,68 - 0)}} = 2,81 \text{ м;} \quad (6.42)$$

$$h_c' = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ct} + H_{ct} - h_c')}} = \frac{56,24}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (14,57 + 10,68 - 2,81)}} = 2,98 \text{ м;} \quad (6.43)$$

$$h_c'' = \frac{2,98}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{7,22}{2,98} \right)^3} - 1 \right) = 14,47 \text{ м.}$$

Так как  $h_c'' = 14,47 \text{ м} > h_{HB} = 12,6 \text{ м}$ , прыжок отогнанный, необходимы дополнительные гасители энергии.

Толщина водобойной плиты перед второй стенкой:

$$\delta_B = 0,15 \cdot 18,87 \cdot \sqrt{2,98} = 4,89 \text{ м.}$$

$$v_c = \frac{56,24}{2,98} = 18,87 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Принимаем толщину водобойной плиты 2 м и укрепляем плиту анкерами в скалу.

Длина водобойной плиты:

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot 2,5(1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 0,8 \cdot 2,5(1,9 \cdot 14,47 - 2,98) = 49 \text{ м.} \quad (6.44)$$

### 6.3.8 Расчет второй водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left( \frac{56,24}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 56,24^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 14,47)^2} = 10,26 \text{ м},$$

где  $\sigma = 1,1$  – коэффициент запаса;  $m = 0,35$  для водослива практического профиля.

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 14,47 - 10,26 = 5,66 \text{ м.} \quad (6.45)$$

### 6.3.9 Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки

Определим сопряженные глубины:

$$h_c' = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h_c')}} = \frac{56,24}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (10,26 + 5,66 - 0)}} = 3,54 \text{ м};$$

$$h_c' = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h_c')}} = \frac{56,24}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (10,26 + 5,66 - 3,54)}} = 4,01 \text{ м};$$

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{кп}}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right) = \frac{4,01}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{7,22}{4,01} \right)^3} - 1 \right) = 11,83 \text{ м.}$$

Так как  $h_c'' = 11,83 \text{ м} < h_{\text{НБ}} = 12,6 \text{ м}$ , прыжок затопленный.

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Практикой установлено, что на скальных основаниях экономичная по прочности ширина подошвы В является достаточной и по условию устойчивости сооружения против сдвига:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}} = \frac{114}{\sqrt{\frac{2400}{1000}(1-0,1)+0,1\cdot(2-0,1)-0,5}} = 83,81 \text{ м}, \quad (6.46)$$

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

$\rho_w$  – плотность воды,

$\rho_6$  – плотность бетона.

Высота плотины  $h$  равна:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 402,00 - 288,00 = 114 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где  $\nabla \text{под}$  – отметка подошвы.

Отметка подошвы равна:

$$\nabla \text{под} = \nabla \text{дна} - \delta_{\text{в}} = 291,00 - 3 = 288,00 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где  $\delta_{\text{в}} = 3$  – толщина водобойной плиты за плотиной.

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяется ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{п}}^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h}{tg \varphi \cdot (\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1)} = \frac{1,25 \cdot 114}{0,8 \cdot (\frac{2400}{1000} + 0,1 - 0,5)} = 89,06 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где  $tg \varphi = 0,8$  – расчетное значение характеристики устойчивости по контакту бетон-скала;

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

Для построения графика зависимости  $B_{\text{п}} = f(n)$  данные представлены в таблице 6.3 и рисунке 6.2.

Таблица 6.3 - Данные для определения подошвы плотины

n	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
B(I)	83,81	85,45	87,69	90,69	94,67
B(II)	89,06	84,82	80,97	77,45	74,22

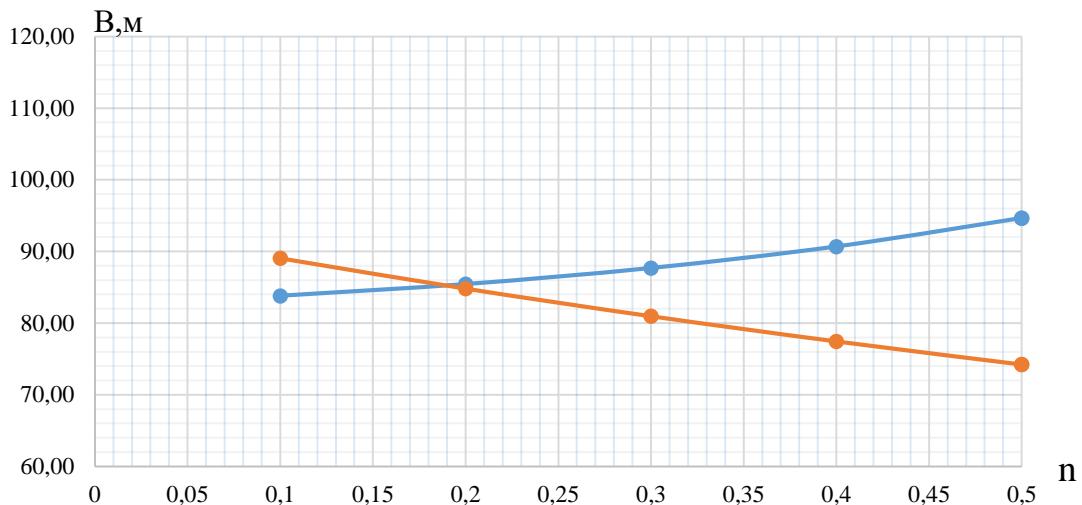


Рисунок 6.2 – График зависимости  $B_{\pi}=f(n)$

Ширина подошвы равна  $B = 85$  м при  $n=0,19$  соответствующие I классу сооружения.

#### 6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

При проектировании бетонных плотин на скальных основаниях предусматривают их разрезку поперечными межсекционными швами, швы принимаем 1 см на расстоянии не более 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри плотины 0,3 см.

Расстояние между секционными швами выбирается равным ширине секции на водосливной плотине:

$$l_c = b + \delta_b = 20 + 4 = 24 \text{ м}; \quad (6.50)$$

#### 6.4.3 Быки

На водосливе устраиваются быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки выполняются разрезными для предотвращения заклинивания затворов.

Ширина разрезного быка назначается равной  $\delta_b = 4$  м. При этом разрезной бык имеет две пазовые шейки, толщиной по 1,5 м.

Регулирование стока будет осуществляться плоскими затворами. По графику [в зависимости от ширины пролёта и напора на водосливе определяется тип затвора. В итоге выбирается сдвоенный плоский затвор.

Размер паза аварийно-ремонтного затвора принимается равной  $(0,5 \times 0,5)$  м. Паз рабочего (основного) затвора  $(0,5 \times 1)$  м.

Ширина плотины по гребню включает в себя: автодорогу шириной - 7,5 м, пешеходную дорогу для людей шириной – 1 м, место под кран и рельсы шириной - 12 м. Общая ширина сооружения по гребню 22 м.

#### **6.4.4 Устои**

Устраивается один разделительный устой между водосбросной и станционной плотиной. Ширина устоя принимается равной ширине разрезного быка, т.е.  $b_{уст} = 4$  м. Низовая часть выдвигается в нижний бьеф на расстояние 158 м.

#### **6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин**

Вдоль напорной грани предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин следует принимать 20 см; расстояние между осями дренажа - 3 м. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,m}}, \quad (6.51)$$

где  $H_d$  – напор над расчётным сечением.

$\gamma_n$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равен 1,25;

$I_{кр,m}$  – критический средний градиент напора, для бетонной плотины равен 25.

Для галереи отметка 290,00 м :

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{гал} = 402,00 - 290,00 = 112 \text{ м}; \quad (6.52)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{112 \cdot 1,25}{25} = 5,6 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 5,6 м, что удовлетворяет условию  $a_{др} \geq 2$  м, диаметр скважины принимаем равным 0,3 м.

#### **6.4.6 Галереи в теле плотины**

В теле плотины устраиваются смотровые продольные и поперечные галереи с шагом 22 м по высоте.

Размеры продольных галерей принимаются:

- Смотровая галерея – 2,0 x 2,5 м;
- Цементационная галерея – 3,0 x 3,5 м;
- Дренажная галерея – 3,0 x 3,5 м

Смотровые галереи расположены на отметках 7312,00 м, 7334,00 м, 7356,00 м, 7378,00 м.

Цементационная галерея расположена на отметке 7290,00 м.

Размеры поперечных галерей принимаются: 1,5 x 2,0 м.

## 6.5 Основные элементы плотины

### 6.5.1 Противофильтрационная завеса

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_{\text{зав}} > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{\text{кр},m}}, \quad (6.54)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе;

$\gamma_n$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равный 1,25 (для плотин I класса);

$J_{\text{кр},m}$  – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 15.

В соответствии с СП, напор на цементационной завесе, отнесённый к максимальному напору, равен:

$$\frac{H_3}{H_{\text{max}}} = 0,4, \quad (6.55)$$

$$H_3 = 0,4 H_{\text{max}} = 0,4 \cdot 109,5 = 43,8 \text{ м}; \quad (6.56)$$

$$H_{\text{max}} = (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{мин}}) = (402,00 - 292,50) = 109,5 \text{ м}; \quad (6.57)$$

$$\nabla \text{УНБ}_{\text{мин}} = f \left( Q_{\text{сан.попуск}} = 730 \text{ м}^3/\text{с} \right).$$

Тогда потери напора на завесе равны:

$$\Delta H_3 = H_{\text{max}} - H_3 = 109,5 - 43,8 = 65,7 \text{ м}; \quad (6.58)$$

Тогда толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{65,7 \cdot 1,25}{15} > 5,48 \text{ м};$$

Расстояние от напорной грани до оси завесы вычисляется по формуле:

$$l_{\text{зав}} = (0,05 \div 0,1) B_{\Pi}; \quad (6.59)$$

$$l_{\text{зав}} = 0,083 \cdot 85 = 7,1 \text{ м};$$

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 109,5 = 54,75 \text{ м}. \quad (6.60)$$

Расстояние между скважинами в ряду составляет 3 м.

### 6.5.2 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7)h_{\text{зав}}; \quad (6.61)$$

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 54,75 = 27,38 \text{ м}.$$

Расстояние между осями дренажных и цементационных скважин принимается равным 5 м.

## 6.6 Конструктивные элементы нижнего бьефа

В качестве крепления дна нижнего бьефа используем две водобойные плиты, расчеты приведены в п. 6.3.6 и п. 6.3.8.

За водобойной стенкой назначаем рисберму, плиты рисбермы в шахматном порядке, длиной:

$$l_{\text{рм}} = 0,5 \cdot l_{\text{в}} = 0,5 \cdot 49 = 24,5 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где  $l_{\text{в}}$  – длина второй водобойной плиты.

Толщину плит рисбермы принимаем не менее половины толщины водобоя:

$$\delta_{\text{рм}} = 0,5 \cdot \delta_{\text{в}} = 0,5 \cdot 2 = 1 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где  $\delta_{\text{в}}$  – толщина второй водобойной плиты.

## 6.7 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты приводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla\text{НПУ} = 402,00\text{м}$ , нижнего бьефа -  $\nabla\text{УНБ}_{min} = 292,50 \text{ м}$ , при пропуске санитарного расхода  $Q_{сан} = 730 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.7.1 Вес сооружения и затворов

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

$$S_{пл} = 4609,27 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_B} = \frac{4609,27 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20+4} = 90433,88 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

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

$b$  – ширина пролёта;

$\delta_B$  – толщина быка;

$\rho_b$  – плотность бетона.

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_B = \frac{S_6 \cdot g \cdot \delta_B \cdot \rho_b}{b + \delta_B} = \frac{5668 \cdot 9,81 \cdot 4 \cdot 2400}{20+4} = 22241,23 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.65)$$

где  $S_6 = 5668 \text{ м}^2$  – это площадь поперечного сечения быка.

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

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g \approx 0,055 \cdot 230 \cdot \sqrt{230} \cdot 9,81 = 1882,02 \text{ кН}, \quad (6.66)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5)b = (403 - 392 + 0,5) \cdot 20 = 230 \text{ м}^2; \quad (6.67)$$

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{1882,02}{20+4} = 78,42 \text{ кН}. \quad (6.68)$$

Плечо силы веса затвора  $q_3$  относительно середины подошвы равно 37,95 м.

### 6.7.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 114^2}{2} = 63745,38 \text{ кН}; \quad (6.69)$$

$$h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 402,00 - 288,00 = 114 \text{ м}. \quad (6.70)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 4,5^2}{2} = 99,33 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

$$h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{под} = 292,50 - 288,00 = 4,5 \text{ м}; \quad (6.72)$$

Плечо силы гидростатического давления со стороны верхнего бьефа равно:

$$t_B = \frac{1}{3} h_1 = \frac{1}{3} \cdot 114 = 38 \text{ м}; \quad (6.73)$$

Для нижнего бьефа аналогично:

$$t_H = \frac{1}{3} h_2 = \frac{1}{3} \cdot 4,5 = 1,5 \text{ м}; \quad (6.74)$$

Площадь поперечного сечения тела давления от УНБ до фундаментной плиты или низовой грани:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{еп}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,4 = 23,61 \text{ кН}, \quad (6.75)$$

где  $S_{\text{еп}}^H = 2,4 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения тела давления.

### 6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{еп}} \rho_w g = 382,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3752,33 \text{ кН}, \quad (6.76)$$

где  $S_{\text{еп}} = 382,5 \text{ м}^2$  – площадь эпюры взвешивающего давления.

Плечо силы взвешивающего давления равно нулю, так центр приложения силы взвешивающего давления лежит на оси проходит через середину подошвы плотины.

### 6.7.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с СНиП.

Напор на цементационной завесе:

$$H_3 = H_d \cdot 0,4 = 109,5 \cdot 0,4 = 43,8 \text{ м}; \quad (6.77)$$

Напор на дренаже:

$$H_{\text{др}} = H_d \cdot 0,2 = 109,5 \cdot 0,15 = 21,9 \text{ м}; \quad (6.78)$$

Фильтрационное давление, действующее на подошву:

$$W_{\Phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1315,37 = 12903,77 \text{ кН}. \quad (6.79)$$

Плечо силы фильтрационного давления 23,28 м.

## 6.7.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$\begin{aligned} P_h &= \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi_h}{2}\right) = \\ &= 10 \cdot 1,5 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{21^\circ}{2}\right) = 7,09 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.80)$$

где  $\gamma_h = 10 \text{ кН}/\text{м}^3$  - удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  
 $\varphi_h = 21^\circ$  - угол внутреннего трения наносов;  
 $h_h = 1,5 \text{ м}$  - толщина слоев наносов на скальном основании.  
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_h = (P_h \cdot h_h)/2 = (7,09 \cdot 1,5)/2 = 5,32 \text{ кН}. \quad (6.81)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} p'_{\text{гр}} &= \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}\left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right) = \\ &= 10 \cdot 1,5 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{39^\circ}{2}\right) - 2 \cdot 150 \cdot \operatorname{tg}\left(45^\circ - \frac{39^\circ}{2}\right) = -139,68 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.82)$$

где  $\varphi_{\text{гр}} = 39^\circ$  - угол внутреннего трения скального грунта.

В точке на нижней границе слоя толщиной  $h_{\text{гр}} = 3 \text{ м}$ , где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{\text{гр}} = (\gamma_h \cdot h_h + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} \cdot h_{\text{гр}}) \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}\left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right) =$$

$$= (10 \cdot 1,5 + 18,02 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{39^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot \operatorname{tg} \left( 45^\circ - \frac{39^\circ}{2} \right) = \\ = -127,38 \text{ кПа};$$

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{ВЗВ}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0)\gamma_w = 28 - (1 - 0,002) \cdot 9,81 \cdot 10 = \\ = 18,02 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.83)$$

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

$n_0 = 0,002$  – пористость сухого грунта;

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

Значение равнодействующей активного давления грунта:

$$E_{\text{ав}} = \frac{p'_{\text{гр}} + p''_{\text{гр}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{-139,68 + (-127,38)}{2} \cdot 3 = -400,59 \text{ кН}. \quad (6.84)$$

Так как  $E_{\text{ав}}$  отрицательное, то боковое давление скального грунта не учитываем.

## 6.7.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,14 \cdot \left( \frac{25,86}{3,14} + \frac{0,56}{2} \right) = 89,32 \text{ кН}, \quad (6.85)$$

где  $h_{1\%} = 2,14 \text{ м}$  – высота волны 1% обеспеченности;  
 $\bar{\lambda} = 25,86 \text{ м}$  – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,14^2}{25,86} = 0,56 \text{ м}. \quad (6.86)$$

Линия действия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже  $\nabla\text{НПУ}$  на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{25,86}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,14 = 3,31 \text{ м}. \quad (6.87)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше:

$$1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 2,12 = 2,354 \text{ м};$$

Над  $\nabla$ НПУ, а другая ниже  $\nabla$ НПУ на:

$$8h_{1\%} = 8 \cdot 2,14 = 17,12 \text{ м.}$$

Плечо силы волнового давления  $W_{\text{волн}} = 110,69 \text{ м.}$

### 6.7.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы.

В расчёте плотины сжимающие напряжения со знаком « $-$ », растягивающие – со знаком « $+$ », изгибающий момент относительно середины расчётного сечения, действующий на тело плотины по часовой стрелке принимается со знаком « $+$ », против часовой стрелки – со знаком « $-$ ».

В таблицу 6.4 приведены действующие на плотину нагрузки.

Таблица 6.4 –Нагрузки и воздействия на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Т <sub>В</sub>	1	→	63745,38	38	2422324,44
Т <sub>Н</sub>	1	←	99,33	1,5	-148,99
W <sub>Н</sub>	1	↓	23,61	41,05	969,30
G <sub>б</sub>	0,95	↓	21129,17	15,86	-335178,37
G <sub>пл</sub>	0,95	↓	85912,18	16,97	-1458333,54
W <sub>взв</sub>	1	↑	3752,33	0	0
W <sub>Ф</sub>	1	↑	12903,77	23,28	300357,13
E <sub>Н</sub>	1,2	→	6,38	3,5	18,62
W <sub>волн</sub>	1	→	89,32	110,69	9887,21
q <sub>з</sub>	0,9	↓	70,58	37,95	-2678,67
			$\sum \downarrow \uparrow = 90479,45$		$\Sigma M = 937217,14$

Расчёт краевых напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий в горизонтальном сечении плотины на отметке подошвы (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{90479,45}{85} + \frac{6 \cdot 937217,14}{85^2} = -286,15 \text{ кПа}, \quad (6.88)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину относительно середины подошвы;

$B$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -286,15 \cdot 0 - 10 \cdot 114 \cdot (1 - 0) = -1140 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.89)$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 402 - 288 = 114 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \operatorname{ctan} \alpha_1$ . Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $m_u = 0$ .

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 114 - 287,5) \cdot 0 = 0. \quad (6.90)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = \\ &= -287,5 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 114 \cdot 0 = -286,15 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.91)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 114 = -1140 \text{ кПа}. \quad (6.92)$$

Низовая грань:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{90479,45}{85} - \frac{6 \cdot 937217,14}{85^2} = -1842,78 \text{ кПа}. \quad (6.93)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1842,78 \cdot 0,60^2 - 10 \cdot 10 \cdot (1 - 0,60^2) = -692,2 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.94)$$

где  $m_t = \operatorname{ctan} \alpha_2 = 0,60$  – заложение низовой грани в расчётном сечении;

Напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{подошвы} = 292,50 - 288,00 = 4,5 \text{ м}; \quad (6.95)$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(10 \cdot 4,5 - 1842,78) \cdot 0,60 = 1078,67 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.96)$$

Главные напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1842,78 \cdot (1 + 0,60^2) + 10 \cdot 4,5 \cdot 0,60^2 = -2489,98 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,5 = -45 \text{ кПа}. \quad (6.98)$$

Все расчёты сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5- Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	$\sigma_y^u$	-286,15
	$\sigma_x^u$	-1140
	$\tau_{xy}^u$	0
	$\sigma_1^u$	-286,15
	$\sigma_3^u$	-1140
Низовая	$\sigma_y^t$	-1842,78
	$\sigma_x^t$	-692,2
	$\tau_{xy}^t$	1078,67
	$\sigma_1^t$	-45
	$\sigma_3^t$	-2489,98

### 6.7.8 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b , \quad (6.99)$$

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

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

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

$R_b = 2800$  МПа –расчетное сопротивление бетона сжатию класса В5.

В проекте назначается класс бетона по прочности – бетон класса В5. Выполним проверку бетона по прочности на сжатие:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1140| \leq 0,9 \cdot 2800 \text{ МПа};$$

$$1425 \text{ МПа} < 2520 \text{ МПа}, \text{ условие прочности выполняется.}$$

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

$$\sigma_y^u < 0 ,$$

$$-286,15 \text{ кН/м}^2 < 0 - \text{условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.100)$$

$$286,15 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 114;$$

$$286,15 \text{ кН/м}^2 > 285 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.7.9 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.101)$$

$$R = (G_{nl} + G_B + W_h - W_{e3e} - W_\phi + q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ = (85912,18 + 21129,17 + 23,61 - 3752,33 - 12903,77 + 70,58) \cdot \\ \cdot 0,8 + 150 \cdot 85 = 85133,56 \text{ кН/м}, \quad (6.102)$$

где  $\tan \varphi = 0,8$  – коэффициент внутреннего трения для скалы основания;  
 $c = 150 \text{ кН/м}^2$  – сцепление скалы;  
 $\omega = B_n \cdot 1 = 85 \text{ м}^2$  – проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

$$F = T_e - T_h + W_{eol} + E_h = 63745,38 - 99,33 + 89,32 + \\ + 6,38 = 63741,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.103)$$

Условие на сдвиг:

$$\frac{85133,56 \cdot 0,95}{63741,75 \cdot 1} = 1,27.$$

$1,27 > 1,25$  – условие выполняется.

Из вышеизложенного следует, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и устойчивости при основном сочетании нагрузок и воздействий.

## **7 Объем производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

### **7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагается с построения календарного плана, он показывает подробно все этапы проектирования станции, начиная с земляных работ и заканчивая установкой различного оборудования. В таблице 7.1 представлена оценка продаж электроэнергии первые годы эксплуатации.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	141	3389	3389	3389	3389
Число часов использования установленной мощности	Часы	7250	7250	7250	7250	7250
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1023772	24570540	24570540	24570540	24570540
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	2047,5	49141,1	49141,1	49141,1	49141,1
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1021725	24521399	24521399	24521399	24521399
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1077	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1100,4	27218,8	28027,9	28812,6	29572,8
НДС к выручке	млн.руб	15,28	378,04	389,28	400,18	410,73

В данном проекте ГЭС имеет годовое регулирование, соответственно, большое число часов использования установленной мощности, по сравнению с суточным регулированием.

## 7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 08.02.2019 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2019-2042 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», до-черными 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 расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Фонд оплаты труда	107,7	864,88
Прочие расходы	165,3	931,96
Итого	273,0	1796,87

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
от 1 до 5 лет	0,011
от 6 до 15 лет	0,014
от 16 до 25	0,023
Свыше 25 лет	0,037

Расходы на услуги регулирующих организаций по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2019 года представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	152,94
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	5,35
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	1,55
Итого	-	159,84

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Ангара, составляет 13,20 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млрд. руб.	1,46	2,11	2,63	2,99	3,42
Расходы на страхование, млрд. руб.	1,29	1,43	1,53	1,73	2,06
Эксплуатационные затраты, млрд. руб.	0,6	1,79	1,79	1,79	1,79
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	14,75	16,40	22,32	25,23	30,08
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	159,84	500,24	500,24	500,24	500,24
Налог на воду, млн. руб.	56,37	362,35	386,51	386,51	386,51
Итого, млрд. руб.	3,58	6,21	6,87	7,43	8,19

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат, %

Вывод: Текущие затраты показывают производство электроэнергии в первые годы эксплуатации станции. Наибольшие расходы приходятся на амортизационные отчисления, на втором месте расходы на страхование, а на последнем месте составляют расходы на ремонт производственных фондов.

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 13,20 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2025–2029 годы приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029
Налог на прибыль, млрд.руб.	6,56	6,40	6,61	6,90	7,12
НДС, млрд.руб.	7,97	8,16	8,35	8,65	8,83
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104
Налог на имущество, млрд.руб.	3,61	4,79	4,67	4,52	4,44
Итого	18,13	19,35	19,63	20,15	20,47

Вывод: Предполагаемые налоговые расходы в период эксплуатации станции показывают, что в структуре налогов наибольшая доля приходится НДС, наименьшая доля – налоги на взносы в социальные фонды. Из таблицы за период 2025-2029 г. наблюдается равномерное увеличение налоговых расходов (кроме взносов на социальные фонды, они остаются постоянными) с каждым годом, а налог на имущество максимально возрастает в 2026 году, а далее постепенно уменьшается.

#### 7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Оценка прибыли – это в первую очередь анализ всей экономической деятельности, осуществляемой организацией. Прибыль представляет собой разность цены товара и ее себестоимости.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млрд.руб.	37,19	38,92	39,92	40,90	41,83
Текущие расходы, млрд.руб.	6,21	6,87	7,43	8,19	8,16
EBITDA (Валовая прибыль), млрд.руб.	30,98	30,05	32,48	32,71	33,67
Скорректированный налог на прибыль, млрд.руб.	7,44	7,78	7,98	8,18	8,37
NOPAT (Чистая прибыль), млрд.руб.	23,54	24,27	24,5	24,53	25,30
Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 7.2.

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

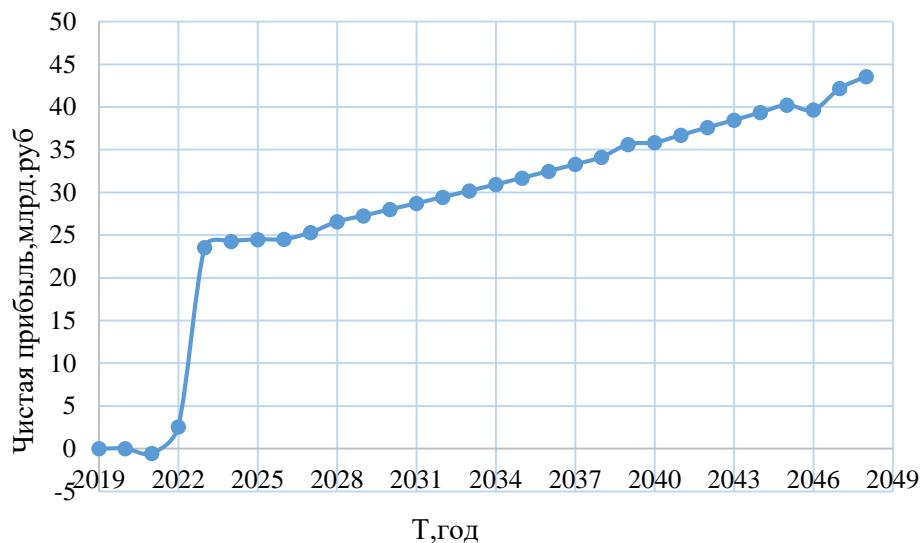


Рисунок 7.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб

Вывод: Из графика можно сделать вывод, что чистая прибыль постепенно увеличивается, в некоторых периодах имеет неравномерный характер (ЧП уменьшается/увеличивается на небольшое значение) и наибольший рост наблюдается в период с 2023 по 2042 год.

## 7.5 Анализ денежных потоков

Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш-Фло, изобразим на графике укрупненные этапы проекта, график Кэш-Фло представлен на рисунке 7.3.

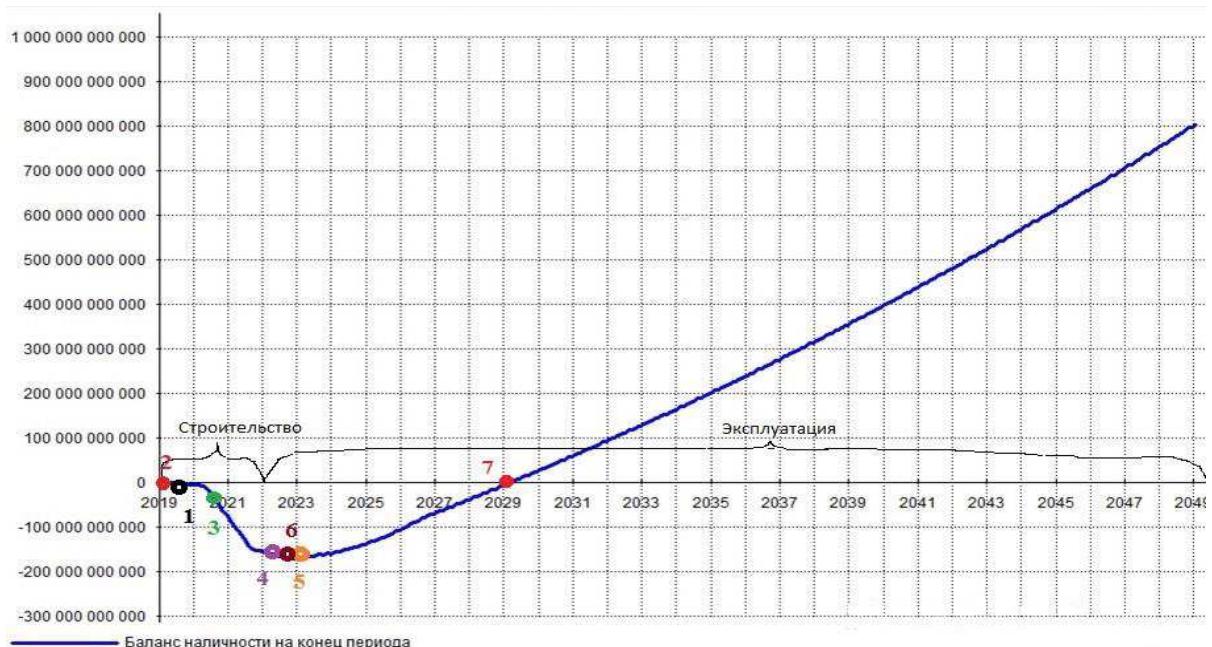


Рисунок 7.3 – График Кэш-Фло

На рисунке обозначено:

1. Начало земляных работ;
2. Начало бетонных работ;
3. Начало строительных работ;
4. Пуск первого гидроагрегата;
5. Начало строительства ЛЭП;
6. Начало строительства КРУЭ 500 кВ;
7. Окупаемость проекта.

## **7.6 Оценка инвестиционного проекта**

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2019 № 9).

### **7.6.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта**

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

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

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24–16–1/20–113;

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

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expert systems».

Для целей финансово-экономического моделирования принятые следующие предпосылки:

1) период прогнозирования для Братской ГЭС на реке Ангара мощностью 3389 МВт составляет 30 лет;

2) используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

3) Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

### **7.6.2 Показатели коммерческой эффективности проекта**

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, лет	10
Чистый приведенный доход – NPV, млрд.руб.	19,43
Индекс прибыльности – PI	1,13
Себестоимость, руб./кВт·ч	0,19
Удельные капиталовложения, руб./кВт	70112,09

### **7.6.3 Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относится притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн. руб.	30,03	372,25	402,45	402,45	1969,87
В региональный бюджет, млрд. руб.	2,36	2,69	3,01	3,14	4,12
Итого налог. поступлен., млрд. руб.	2,39	3,07	3,41	3,54	6,09

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

## 7.7 Анализ чувствительности

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

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

- стоимость строительства по проект;
- цены электроэнергии;
- ставки дисконтирования;
- иных существенных параметров (налоговых выплат, уровня инфляции и др.).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определились экспертизно. Изменения NPV в зависимости от изменения ставки налогов показано на рисунке 7.4.

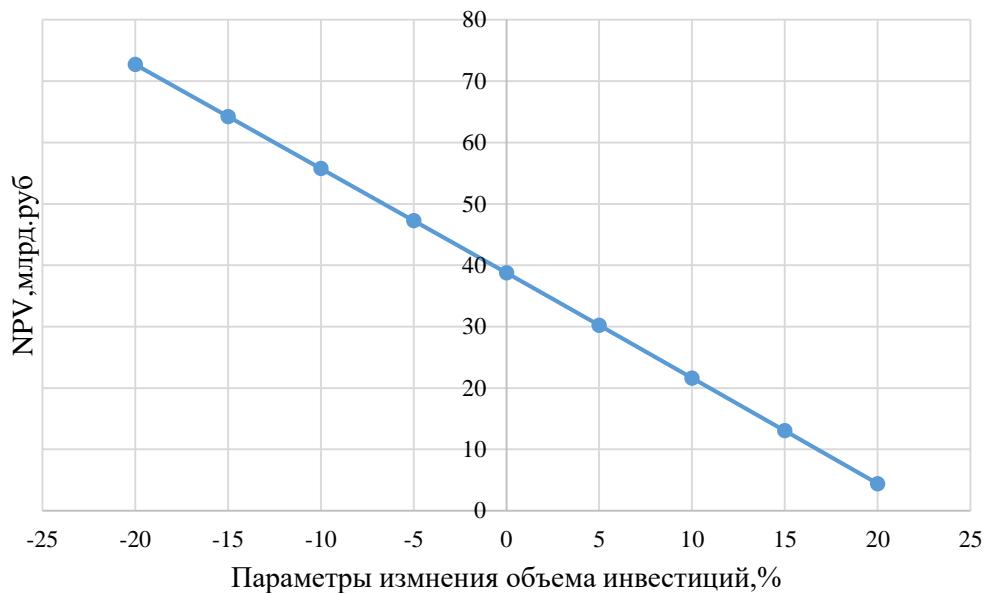


Рисунок 7.4 – Изменения NPV от изменения объёма инвестиций, %

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 7.5.

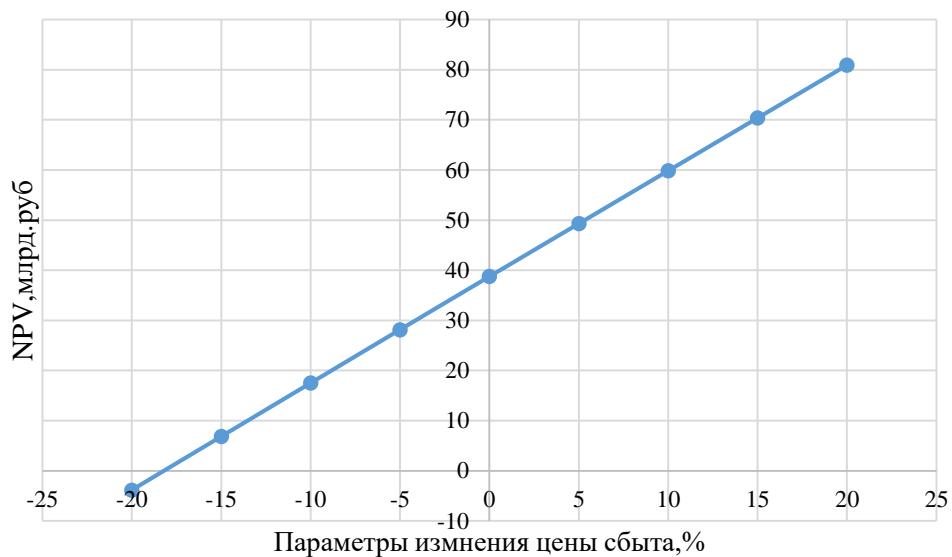


Рисунок 7.5 – Изменения NPV от изменения цены сбыта электроэнергии, %

При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 7.6.

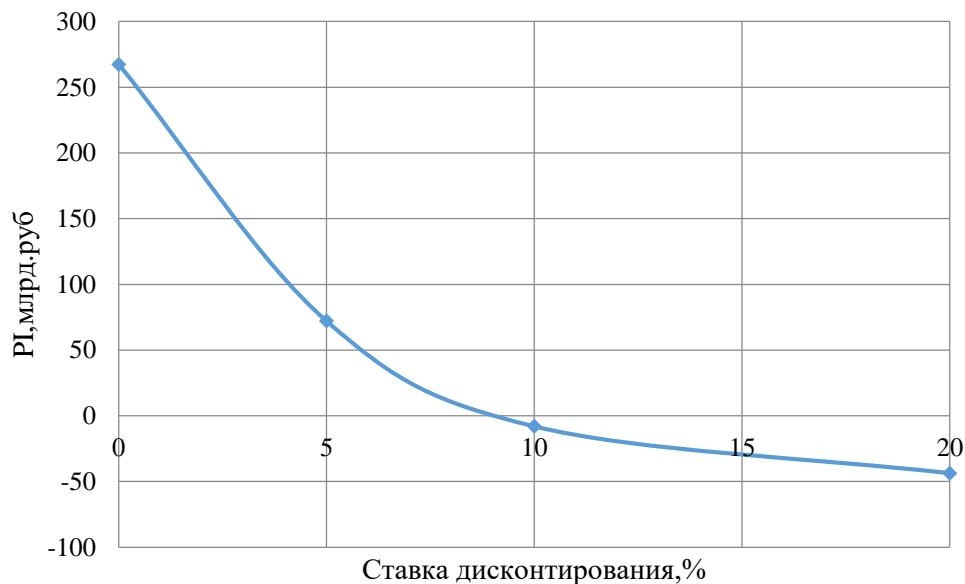


Рисунок 7.6 – Изменения NPV от изменения ставки дисконтирования, %

Вывод: При увеличении ставки дисконтирования – уменьшается величина PI. Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменения следующих параметров:

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

## **8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Братского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **8.1 Общие сведения о районе строительства**

Братский гидроузел расположен на реке Ангара в городе Братске Иркутской области.

Ангара начинается из о.Байкала потоком шириной 1,1 км и течёт сначала в северном направлении. На северо-западе Иркутской области, на Ангаре находится Братское водохранилище, на котором строится проектируемая Братская ГЭС. Длина реки - 1779 км. При относительно небольшой длине Ангара имеет значительный перепад равный 380 м и большой гидроэнергетический потенциал. Площадь водосборного бассейна составляет 468 тыс.км<sup>2</sup>. Площадь водосбора асимметрична и левая часть бассейна меньше правой, уклон реки – 0,21 м/км, ширина реки в самом широком месте достигает 15 км, а иногда сужается до 300 м. В створе проектируемой Братской ГЭС имеет ширину 1 км.

Питание реки смешанное, в основном за счет о.Байкал. Роль дождевых осадков в питании реки незначительна по следующий причине:

- незначительное годовое количество осадков (около 370 мм);

Ледовый режим Ангары имеет своеобразные черты, обусловленные отепляющим влиянием озера Байкал, ангарских водохранилищ, регулирования стока, больших скоростей течения. В нижнем течении первые ледовые явления наблюдаются в начале третьей декады октября, а в истоках реки – в первой декаде ноября. Формирование ледяного покрова сопровождается длительным ледоходом, продолжающимся иногда 1,5 мес. На приплотинных участках нижних бьефов ГЭС зимой сохраняются полыньи. На реке часто формируются зажоры льда. Начало весенних ледовых явлений в истоках Ангары приходится на вторую половину апреля, в нижнем течении – на первую декаду мая. Общая продолжительность периода ледовых явлений составляет в среднем 216 суток.

Рассматриваемая территория относится к резко континентальному климату с долговременным суровым в зимний период (до — 30-40 градусов по Цельсию) и небольшим жарким летом (до + 20-30 градусов). Отопительный сезон продолжается 246 суток. Братск относится к территориям, приравненным к районам Крайнего Севера.

Концентрация промышленности на сравнительно небольшой территории, преимущественно на берегах реки Ангара, приводит к возникновению социально-экономических проблем, среди которых основное значение имеет ухудшение качества природных вод вследствие сбросов загрязнённых сточных вод. По объёму таких вод Ангарский бассейн уступает только волжскому; всего 2-3 % стоков, прошедших через очистные сооружения, можно считать нормативно очищенными. В регионе низка доля оборотного и повторного водоснабжения; во многих городах очистные сооружения перегружены, работают неэффективно, строительство новых почти прекратилось, хотя нехватка их в ряде населённых пунктов, весьма ощутима. В результате

загрязнение реки и водохранилищ по многим химическим и бактериологическим ингредиентам (нефтепродукты, фенолы, органические вещества, тяжёлые металлы, асфальтены и др.) очень велико; концентрации загрязнений в воде, донных отложениях, рыбе часто превышают десятки, и даже сотни ПДК. Уже ниже Иркутска река и водохранилища на различных участках по качеству вод оцениваются от умеренно загрязнённых до очень грязных.

Растительность территории в районе строительства Братской ГЭС, по берегам реки возвышается вековая тайга. В основном это хвойные леса: сосна, ель, пихта, кедр, лиственница. Средняя высота берега (3—4) м. Но есть и пологие места, обычно в поймах впадающих рек. Часто встречаются скальные берега.

В районе площадки строительства Братского ГУ обитает 72 вида охотничьих ресурсов. Из них 84 вида млекопитающих, 224 видов птиц.

Основными видами являются:

- копытные - лось, снежный баран, кабарга, косуля, кабан, марал;
- пушные - заяц-беляк, летяга, белка, лисица, ласка, волк;
- птицы – рябчик, соболь, глухарь, тетерев, гуси (серый и белолобый), куропатка, клест, кедровка, оляпка.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: амурский тигр, северный олень, сибирский горный козел, красный волк и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Братского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Ангара на участке строительства Братской ГЭС. В водохранилище обитают рыбы 25 видов, из которых десять видов являются промысловыми. Доля ценных видов рыб (осетровых и лососёвых) в разных уловах до создания водохранилища составляла 55%, в настоящее время она не превышает 1%. Наиболее ценные виды – осётр, таймень, ленок, восточно-сибирский сиг, тугун, хариус обитают только в зоне выклинивания подпора (в верхней части водоёма) с уходом на нерест вверх по течению Ангары. Промысловая продуктивность водохранилища, по-видимому, самая низкая в мире среди крупных искусственных водоёмов и составляет всего 1–2 кг/га, что ниже проектной в 10–15 раз. Существенное (возможно на порядок) увеличение рыбопродуктивности промышленного водоснабжения, крупные водозаборы сосредоточены в городах Свирск, Черемхово, Братск, Балаганск.

Воздействие Братской ГЭС 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**

При строительстве Братского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;

- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- 1) Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- 2) Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- 3) Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Ангары в нижнем бьефе Братского гидроузла;
- 4) Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

-технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

-технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### **8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

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

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

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

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

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

-На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

-Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

-Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

-Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

-Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

-Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

-Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

Организационные:

-Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

-Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

-Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

-Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

-Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

- Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

-Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

-Организация и проведение производственного экологического контроля  
Санитарно- технические:

- Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

-Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

-Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

-Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

- Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

- Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

- Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

- Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

- Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

## **8.4 Отходы, образующиеся при строительстве**

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{4789750 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 215539 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (4789750 м<sup>3</sup>)

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

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>)

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

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

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{200 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 4 \text{ т.} \quad (8.2)$$

где  $N$ - количество арматуры, т (200 т)

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

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>)

Таким образом, в результате строительства будет образовано 215539 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 4 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

## **8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

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

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

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

В связи с тем, что на расстоянии 3 км от ГЭС находится населенный пункт – г. Братск, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

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

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Братск, в пределах промплощадок объектов Братской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

## **8.6 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Братская ГЭС**

### **8.6.1 Общие положения**

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает

в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

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

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

- определяет цели, задачи и политику
  - организации в области охраны труда;
  - участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Братская гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также, для всех работников станции-охрана труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

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

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

Трудовой кодекс РФ;  
-И другими нормативными документами в сфере охраны труда. Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

## **8.6.2 Охрана труда Братской ГЭС**

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Братской ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по охране труда. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Для выполнения о обеспечения правил охраны труда на Братской ГЭС должно выполняться следующее:

-проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

-при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

-должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

-должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

-подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

-инструктажи во всех подразделениях на Братской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники;

-на Братской ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте

или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

-организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

-на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

-персонал, принимающий на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

-персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

-персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

-персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

-весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

-весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

-не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

-в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться

хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

-курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

-в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

-в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

-до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

-не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

-движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное иочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

-работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

-капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

-работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

-учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

-организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

## **8.7 Пожарная безопасность**

### **8.7.1 Общие требования к пожарной безопасности**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

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

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

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

- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

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

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

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

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

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

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

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

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

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.

## **8.7.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

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

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

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

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

## **9 Локальные системы оповещения ГЭС**

### **9.1 Назначение и краткая характеристика**

Локальная автоматизированная система централизованного оповещения (ЛАСЦО) предназначена для оперативного и надежного доведения сигналов и информации оповещения до должностных лиц, а в необходимых случаях при угрозе и возникновении ЧС до населения в зонах ЧС.

Отдельные сегменты ЛАСЦО в мирное время могут использованы для решения других задач:

- доведения информационных сигналов до персонала через подсистему речевого оповещения;
- доведение информации МЧС до населения через средства массового вещания и через пункты громкого оповещения;
- для проведения учений и тренировок.

**Возможности системы:**

- оповещение на всех уровнях, при котором оператор имеет возможность запустить процесс оповещения путем выбора соответствующего, заранее запрограммированного сценария из списка;
- многоуровневая система оповещения;
- оперативное формирование нестандартного сценария оповещения при возникновении непредвиденной ситуации, путем выбора конкретных абонентов, устройств и ввода сообщений в микрофон.
- удаленное диагностирование подчиненных уровней управления и пунктов оповещения путем получения квитанций о запросе состояния.

Для решения поставленных задач и обеспечения требуемой функциональности в состав ЛСО (локальные системы оповещения) включены следующие структурные элементы и подсистемы:

- автоматизированная система оповещения руководящего состава, органов управления звеньев территории подсистем РСЧС (единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций).
- автоматизированная система оповещения и информирования персонала предприятия об угрозе и возникновении ЧС (чрезвычайных ситуаций), правилах поведения на территории, подвергшийся её воздействию и другие мероприятия в рамках технологического процесса.
- автоматизированная система оповещения населения об угрозе и возникновении ЧС, правилах поведения на территории, подвергшийся её воздействию.

**Функции, реализуемые с помощью ЛСО:**

- планирование и создание сценариев оповещения для оповещение населения.
- автоматическое управление трансляцией информации и сигналов ГО (гражданской обороны) на терминальных комплексах системы.

- прямая трансляция данных в реальном масштабе времени из центра оповещения.
- сбор и документирование информации о процессе оповещения.
- автоматический контроль состояния каналов сети связи и передачи данных.
- контроль работоспособности функционирования системы в целом.
- оповещение руководящего состава и населения в сетях операторов фиксированной и мобильной связи.

## **9.2 Перечень основных нормативных документов, используемых при разработке раздела**

1. ГОСТ 21.101 – 97 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
2. РД 45.120-2000 «Нормы технологического проектирования. Городские и сельские телефонные связи»;
3. ПУЭ-99 «Правила устройства электроустановок»;
4. НПБ 104-03 «Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в зданиях и сооружениях»;
5. Методические рекомендации по созданию в районах размещения потенциально-опасных объектов ЛСО, утв. Зам. Министра МЧС России М.И.Фалеевым;
7. ГОСТ Р 22.7.01-99 «Безопасность в ЧС. Единая дежурно-диспетчерская служба. Основные положения».
8. РД50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
9. Приказ МЧС РФ, Министерства информационных технологий и связи РФ, Министерства культуры и массовых коммуникаций РФ от 7 декабря 2005 г. N 877/138/597 «Об утверждении Положения по организации эксплуатационно-технического обслуживания систем оповещения населения»;
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (приказ Минэнерго РФ от 19.06.2003 №229);
11. Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н;
12. СТО ОАО РАО «ЕЭС России» 17330282.27.140.015-2008 «Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»;
13. Заводских инструкций по эксплуатации, поставляемых комплектно с оборудованием и проектной документацией.

## **9.3 Организация локальной системы оповещения ГЭС**

В соответствии с нормативной документацией, в нижнем бьефе на расстоянии 6 км создается ЛСО для населенных пунктов, которые могут попадать под возможное затопление.

В зону ответственности Братского гидроузла входит правобережный округ г.Братска.

Проектируемая система будет обеспечивать автоматизацию процесса оповещения в чрезвычайных ситуациях с применением технических средств.

ЛСО позволит осуществлять оперативное оповещение руководящего состава предприятия, а также персонала и населения об обстановке на объекте и ЧС.

## **9.4 Порядок задействования ЛСО**

Оповещение населения производится путем:

- передачи сигнала «Внимание всем!» путем включения с ПУО (пульта управления оповещением) специализированных звуковещательных устройств;
- передачи речевых сообщений с помощью специализированных звуковещательных устройств.

Оповещение должностных лиц и персонала, а также дежурных служб производится путем:

- передачи сигналов и сообщений по стационарным и сотовым телефонам, прямым каналам связи;
- передачи речевых сообщений через сети проводного вещания в административных зданиях предприятия.

Время полного оповещения должностных лиц по телефонам в автоматизированном режиме не должно превышать 15 минут.

Будет обеспечена возможность, как циркулярного, так и выборочного оповещения с использованием заранее подготовленных сообщений по подготовленному сценарию. Будет обеспечено оперативное формирование нестандартных сообщений и сценариев оповещения в соответствии со складывающейся обстановкой, с основного и запасного пультов управления оповещением, с помощью специального программного обеспечения.

## **9.5 Основные технические решения по структурной системе, средствам и способам связи между компонентами**

Исходя из совокупностей таких факторов, как надежность, цена, качество оборудование выбирается комплекс программно-технических средств автоматизированной системы оповещения (КПТС АСО) компании «Сенсор». Комплекс прошел все необходимые испытания (заводские и государственные), сертификацию. Также имеет значительный опыт применения данного комплекса

в составе ЛСО на потенциально опасных предприятиях СНГ, а также в составе РАСЦО (региональной автоматизированной системы централизованного оповещения).

В состав ЛАСЦО Братского гидроузла входят:

- автоматизированная система оповещения по телефонным линиям;
- система перехвата вещания;
- система громкого оповещения населения;
- система сопряжения с системами оповещения верхнего уровня.

В состав ЛАСЦО также входят обеспечивающие подсистемы:

- система электропитания и заземления;
- система связи и передачи данных.

Автоматизированная система оповещения по телефонным линиям (АСО) представляет собой- малогабаритный блок АСО, управление осуществляется через интерфейс USB с программного обеспечения, установленного на ТПЭВМ. АСО устанавливается в помещении ЦПУ Братского гидроузла в телекоммуникационном шкафу. Подключение АСО к существующей АТС производится через промежуточный телефонный кросс. При запуске соответствующего сценария оповещения АСО производит обзвон абонентов из встроенной базы данных. После поднятия абонентам трубки АСО включает заранее записанное сообщение. Для обеспечения гарантированного дозвона в АСО предусмотрена функция «код подтверждения» (после сообщения абонент вводит на клавиатуре телефона специальный код подтверждения) и повторный звонок (АСО звонит до тех пор, пока абонент не поднимет трубку по одному из записанных за ним номеров).

Система перехвата вещания представляет собой разновидности блока УЗС3. Блок предназначен для принудительного перехвата вещания на системах радиотрансляции. Управление устройствами осуществляется через сетевые интерфейсы различных типов централизованно с помощью программного обеспечения, установленного по ТПЭВМ. Подключение устройства в существующие трансляционные сети происходит в разрыв, при получении команды управления блок прерывает текущее вещание и транслирует заранее записанное на встроенной карте памяти сообщение или сообщение в режиме «прямого эфира» с микрофона оператора системы, подключенного в УПЭВМ.

Расположение ПО (пункт оповещения) показано на рисунке 9.1.

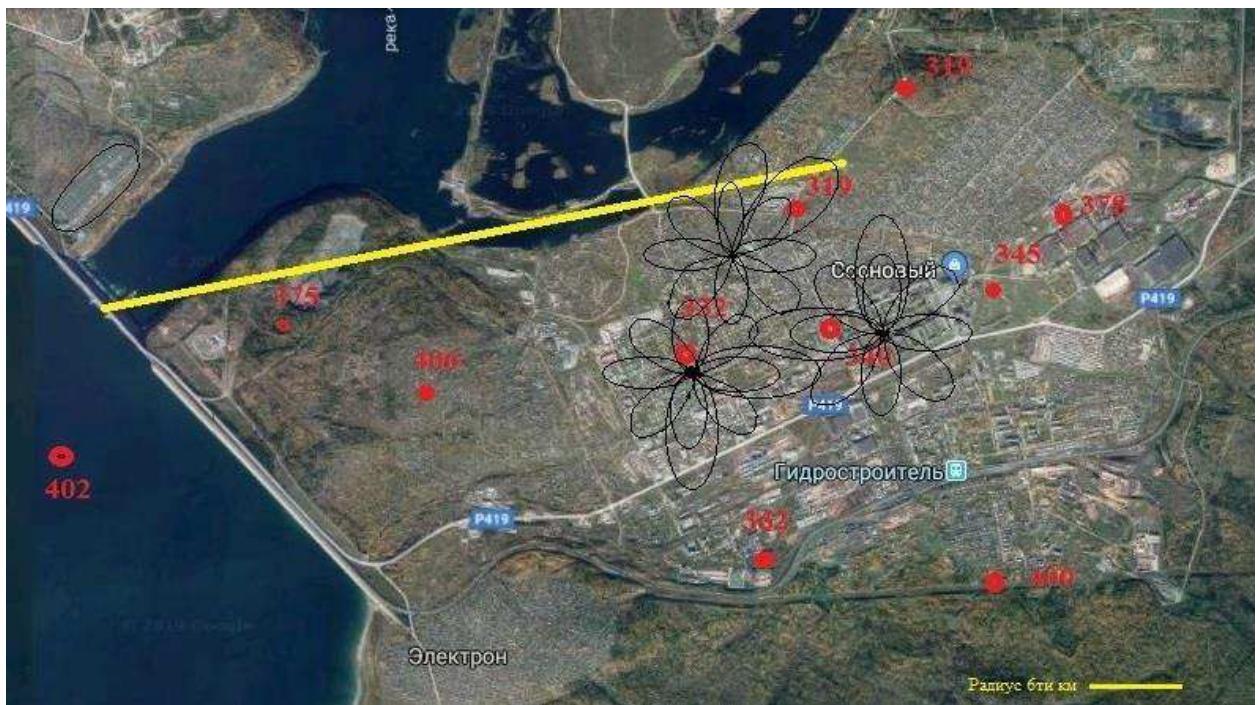


Рисунок 9.1 – Расположение ПО в 6-ти километровой зоне в правобережном округе Братска

Пункты громкоговорящего оповещения размещается в правобережном округе города Братска:

- Братская городская больница №3;
- Лицей №3;
- Братский педагогический колледж.

Для расположения оборудования потребуется 1м<sup>2</sup> помещения. Размещается до 8 динамиков на одном ПО, устанавливаются на фасадах зданий, на крышах.

На каждом ПО расположено приемно-передающее оборудование, устройство запуска сирен (УЗС) и звукоусилительное оборудование, к которому подключены внешние громкоговорители.

Система связи и передачи данных (ССПД) представляет собой единую (локальную) вычислительную сеть, включающую в себя автоматизированные рабочие места (АРМ) должностных лиц дежурно-диспетчерской смены на базе персональных ЭВМ (ПЭВМ), средств связи.

Система сопряжения с РАСЦО представляет собой устройство УУЗС1,

Транслирующее команды управления, поступающие с верхнего уровня в команды, программно-интерпретируемые ЛАСЦО с помощью специального программного обеспечения. Устройство сопряжения с действующей РАСЦО (УУЗС1-1Т0Р) размещается в помещении ЦПУ Братского гидроузла и подключается по кабельной линии к устройству П161-М РАСЦО в г.Братск.

Система оповещения по телефонным линиям обеспечивает передачу сообщений оповещения, в том числе и на мобильные телефоны, согласно заранее прописанным спискам оповещаемых лиц.

В качестве основного протокола информационного обмена на сетевом и транспортном уровне используется стек протоколов TCP/IP.

Пропускная способность каналов связи на сетевом уровне должна быть не менее 256 кбит/с для передачи как команд на запуск технических средств, так и на передачу аудио-потока с пульта управления. ЛСО Братской ГЭС сопрягается с региональный автоматизированной системой централизованного оповещения в г.Братск на базе аппаратуры оповещения П161-М.

Аппаратура ЛСО Братской ГЭС имеет возможность запуска от начальника смены станции и от оперативного дежурного ЕДДС г.Братска через аппаратуру П161-М.

## 9.6 Расчет обеспечения требуемого уровня сигнала оповещения

Исходные данные для расчета:

1) Звуковое давление используемых громкоговорителей, создаваемая на мощности 1 Вт на частоте 1 кГц (максимальная чувствительность человеческого уха) на расстоянии 1 м от раскрытия рупора – 108 дБ. Уровень звукового давления при номинальной мощности 100 Вт – 130 дБ, 50 Вт – 125 дБ.

2) Среда распространения звука принята однородной без учета турбулентности, но дана поправка на плохую погоду (сильный ветер с дождем и снегом) – 5 дБ.

3) Уровни уличных шумов в максимально удаленных точках – 55 дБ.

4) Характеристика направленности рупорных громкоговорителей – эллипсоид вращения, наземная зона озвучивания – эллипс с эксцентриситетом 0,65, представлен на рисунке 9.2.

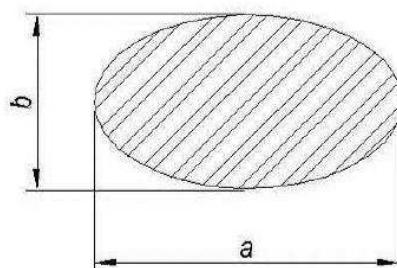


Рисунок 9.2 – Характеристика направленности громкоговорителя

Расчет зоны озвучивания.

Уровни шумов составляют 55 дБ.

В соответствии с НПБ 104-03 уровень звука должен превышать уровень шумов на 15 дБ, что составит 70 дБ, с расчетом на плохую погоду – 75 дБ. Это и составляет требуемый уровень звукового давления, который должна обеспечить система оповещения в указанных направлениях. Дальность давления вычисляется по формуле:

$$r = \sqrt{10^{(L_{\text{гр}} - L_{\text{треб}})/10}} = \sqrt{10^{(130 - 75)/10}} = 562 \text{ м}, \quad (9.1)$$

где  $r$  – расстояние, м;

$L_{\text{гр}}$  – уровень звука, создаваемого громкоговорителем, дБ. (ГР 100.04 – 130 дБ)

$L_{\text{треб}}$  – требуемый уровень звука, 75 дБ.

При учете однородности среды распространения звука и равномерном затухании максимально удаленная точка с требуемым уровнем звукового давления окажется от громкоговорителя на расстояниях (ось  $a$  в соответствии с рисунком 9.2 указана в таблице 9.1).

Таблица 9.1 - Расстояния оси  $a$

ГР 100.04	ГР 50.04
450 м	320 м

Оси  $b$  эллипсов указаны в таблице 9.2.

Таблица 9.2 - Расстояния оси  $b$

ГР 100.04	ГР 50.04
290 м	206 м

В соответствии с приведенными расчетами в каждом направлении оповещение обеспечивается превышение уровня сигнала над общим фоном, а зоны действия громкоговорителей покрывают всю зону защищаемых мероприятий.

## 9.7 Перечень мероприятий по охране окружающей среды

Строительство и технологическая эксплуатация локальной системы оповещения не связаны с загрязнением атмосферного воздуха вредными выбросами. В производственном цикле отсутствуют факторы, вызывающие загрязнение сточными водами. Высокочастотных и радиоактивных излучений нет.

Все применяемое оборудование сертифицировано для использования на объектах связи Российской Федерации и отвечает требованиям производственной санитарии.

## **9.8 Описание функционирования комплекса технических средств**

Система позволяет оповестить руководящий состав предприятия, соответствующие службы и ведомства в случае угрозы или возникновения ЧС по служебным, сотовым и городским телефонам.

Для рассылки смс-сообщений и в случае повреждения провода абонентской линии применяется устройство АСО-GSM, позволяющее осуществить связь по смети мобильных операторов.

Система оповещения населения (СОН) создается на основе управляющего оборудования (УЗС1, УЗС2 и УЗС3) и технических средств оповещения. В качестве технических средств будут использоваться усилительные блоки и громкоговорители.

Устройство УЗС2 используется для управления усилителями мощности, оснащены Ethernet- интерфейсом для подключения к широкополосной сети передачи данных.

Устройство УЗС3 применяется для перехвата телетрансляций. Устройство служит для перехвата каналов звукового сопровождения трех федеральных программ телевизионного вещания.

Управления обеими составляющими (АСО и СОН) осуществляется с ПУО, представляющего собой технологические ПЭВМ(ТПЭВМ), которые содержат базы оповещаемых абонентов и возможные сценарии оповещения. ПУО устанавливается в помещении узла связи Братского гидроузла. К нему подключаются все блоки управления оконченными устройствами, системы оповещения по телефонам, система записи переговоров диспетчера.

Программное обеспечение комплекса оповещения имеет собственную службу безопасности и распределения прав. В зависимости от них различным диспетчерам, в соответствии с установленным на предприятии регламентом, могут быть определены допуска и права использования ресурсов системы. Специальное программное обеспечение позволяет создать иерархическую, распределенную систему, в которой оператор верхнего уровня (диспетчер ЦПУ Братской ГЭС), может самостоятельно использовать устройства подчиненного уровня. Это делает систему более гибкой и управляемой.

С помощью устройства УУЗС1 обеспечивается сопряжение с региональной автоматизированной системой централизованного оповещения Иркутской области.

Система обеспечивает постоянный мониторинг состояния оборудования и каналов передачи данных. При возникновении сбоев в работе выдается информация о типе ошибки, размещении вышедшего из строя устройства или канала связи. Это позволяет значительно сократить время устранения неисправностей и существенно снижает стоимость владения системой.

Аппаратура ПУО обеспечивает выполнение автоматическом режиме следующих функций:

-прием от вышестоящего ПУО сигналов и информации оповещения, её регистрацию на машинных (технических) носителях с фиксацией источника и времени поступления и ее хранение;

-звуковую индикацию факта поступления сигнала (информации), представление полученной информации оперативному составу ПУО в звуковом виде, на экране видеотерминального устройства, вывод полученной информации на печатающие устройства;

-ретрансляцию полученной от вышестоящего ПУО информации на нижестоящего уровня или оконечные устройства в соответствии с адресацией, содержащейся в поступившем сигнале;

-контроль состояния аппаратуры ПУО, индикацию состояния аппаратуры на средствах отображения и передачу сигнала исправности (неисправности) на вышестоящий ПУО;

-получение сигналов результатов контроля состояния аппаратуры ПУО нижестоящего уровня и оконечных устройств, подключенных к ПУО;

-прием сигналов квитанции о получении информации оповещения от ПУО нижестоящего уровня и оконечных устройств, подключенных к ПУО, отображение информации на средствах отображения;

-документирование процесса оповещения с регистрацией сообщения (сигнала), времени его передачи (получения), причин неполучения, хранение информации документирования.

С помощью специального программного обеспечения должно осуществляться:

-заблаговременное формирование сигналов (информации), сценариев оповещения, их хранение, отображение на средствах отображения имеющихся в памяти сигналов и сценариев оповещения;

-ретрансляция полученной от вышестоящего ПУО информации на ПУО нижестоящего уровня или оконечные устройства в соответствии с решением оперативного персонала ПУО;

-оперативное формирование сигналов (сообщений) и сценариев оповещения в соответствии со складывающейся обстановкой и, при необходимости, внесение их базу данных системы;

- оперативное изменение сценариев оповещения в соответствии со складывающейся обстановкой, возможность формирования новых групп оповещения из имеющейся базы;

- оперативное изменение списков оповещения по городским и сотовым телефонам, в том числе изменение их количества, номеров телефонов без осуществления технических переключений между линиями и изменения технической конфигурации системы;

- выдачу сигналов оповещения, как в циркулярном режиме, так и избирательном по заранее подготовленным или вновь сформированным сценариям;

- выдачу квитанции о приеме сигнала (информации) оповещения на вышестоящий ПУО;

- воспроизведение документированной информации о ходе процесса оповещения и вывод информации на печатающие устройства;
- тестирование состояния оборудования ПУО и подключенных к нему оконечных устройств;
- обучение оперативного состава ПУО оперативной эксплуатации оборудования без включения оконечных устройств.

## **9.9 Описание размещения комплекса технических средств на объектах**

Комплекс технических средств оповещения можно разделить на следующие группы:

- ПУО;
- ПО;
- средства связи.

Пульт управления оповещением (ПУО) - представляет собой ПЭВМ с установленным специальным программным обеспечением, позволяющая осуществить полнофункциональное управление системой в соответствии с приоритетами и уровнями ответственности. ПУО размещается на ЦПУ Братской ГЭС. Устройство сопряжения УУЗС1-1ТОР размещается и подключается по кабельной линии к устройству П161-М РАСЦО.

ПУО включает в себя:

- автоматизированную систему оповещения абонентов по телефонным каналам;
- коммуникационное оборудование проектируемой сети связи и для связи с пунктами оповещения;

ПО включают в себя звукоусилительные комплексы и громкоговорители и размещаются в правобережном округе г.Братска.

Организация ЛСО ГЭС Братской гидроузла изображена на рисунке Г.1 в приложении Г.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Братской ГЭС высотой 120 м, на реке Ангара, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Братской ГЭС, а также определена зона её работы и суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила 2939 МВт. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 21,9 млрд.кВт·ч.

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

максимальный – 114 м;  
расчетный – 105 м;  
минимальный – 102 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 2975,42 м<sup>3</sup>/с.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с 9 гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 6,3 м (РО115-630-В).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был выбран серийный гидрогенератор СВФ-830/225-48.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ-500 кВ – «полуторная». По справочным данным и каталогам были выбраны блочные трансформаторы ТДЦ-400000/500-У1.

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

Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Водосливная плотина принята бетонной. Глухая – бетонная. Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется две водобойные стенки. Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, разрезается каждый бык, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов. Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетании нагрузок. В результате расчетов определилось, что Братская ГЭС отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС.

По технико-экономическим расчетам получены показатели, которые обеспечивают экономическую эффективность строительства Братской ГЭС.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа :<http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва :Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
9. 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.
10. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
11. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
12. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.
13. Толстыхина 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.

14. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>

15. Каталог «Ограничители перенапряжений 220 - 500 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.

16. Каталог «Оборудование воздушных линий 500 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

17. 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.

18. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : [http://www.rushydro.ru/](http://www.rushydro.ru)

19. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

20. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

21. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.

22. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

23. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

26. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

27. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**Водно-энергетические расчеты**

Таблица А.1– 1-ая итерация сработки-наполнения маловодного года

№ мес	Q								V			Z			Z нб	H	N гэс	N гар	
	Qбыт	Q сумм потери	Q ф	Q полез	Q водохр	Q гэс	Q х. сбр	Q нб	Q вхк	V нач	Δ V	V кон	Z н	Z к	Z сп				
XI	1484	37	7	1447	156	1603	0	1610	1100	168,90	0,42	168,48	402,00	401,93	401,97	288,81	112,16	1600	1600
XII	1031	26	5	1005	1036	2041	0	2046	1100	168,48	2,77	165,71	401,93	401,45	401,69	290,58	110,11	2000	2000
I	863	22	4	1053	998	2051	0	2055	1100	165,71	2,67	163,03	401,45	400,96	401,20	290,61	109,59	2000	2000
II	880	13	4	903	718	1621	0	1625	1100	163,03	1,92	161,11	400,96	400,60	400,78	288,87	110,91	1600	1600
III	928	14	5	914	229	1143	0	1148	1100	161,11	0,61	160,50	400,60	400,48	400,54	286,90	112,64	1146	По ВХК
IV	1074	23	5	1051	1346	2397	0	2402	2200	160,50	3,61	156,89	400,48	399,78	400,13	290,08	109,05	2326	По ВХК
V	5362	310	27	5052	-3158	1894	0	1921	2200	156,89	-8,46	165,35	399,78	401,38	400,58	288,51	111,07	1872	По ВХК
VI	4290	322	21	3968	-1808	2160	0	2181	2200	165,35	-4,84	170,19	401,38	402,22	401,80	289,36	111,44	2142	По ВХК
VII	3885	291	19	3594	-1384	2210	0	2229	2200	170,19	-3,71	173,90	402,22	402,83	402,52	289,51	112,01	2203	По ВХК
VIII	3067	199	15	2868	-595	2273	0	2288	2200	173,90	-1,59	175,49	402,83	403,08	402,95	289,71	112,25	2271	По ВХК
IX	3586	215	18	3371	-1202	2169	0	2187	2200	175,49	-3,22	178,71	403,08	403,57	403,32	289,38	112,95	2180	По ВХК
X	2647	13	13	2634	-1450	1184	0	1197	1100	178,71	-3,88	182,60	403,57	404,14	403,85	287,11	115,75	1220	По ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.2— Последняя итерация сработки-наполнения маловодного года

№ мес	Q								V			Z			Z нб	H	N гэс	N гар	
	Qбыт	Q сумм потери	Q ф	Q полез	Q водохр	Q гэс	Q х. сбр	Q нб	Q вхк	V нач	Δ V	V кон	Z н	Z к	Z cp				
XI	1484	37	7	1447	1272	2719	0	2726	1100	168,90	3,41	165,49	402,00	401,41	401,70	293,28	107,42	2600	2600
XII	1031	26	5	1005	2216	3221	0	3226	1100	165,49	5,94	159,56	401,41	400,30	400,85	295,20	104,65	3000	3000
I	863	22	4	841	2422	3263	0	3267	1100	159,56	6,49	153,07	400,30	398,99	399,65	295,36	103,29	3000	3000
II	880	13	4	867	1948	2815	0	2819	1100	153,07	5,22	147,85	398,99	397,85	398,42	293,64	103,78	2600	2600
III	928	14	5	914	646	1560	0	1565	1100	147,85	1,73	146,12	397,85	397,45	397,65	288,62	108,03	1500	1500
IV	1074	23	5	1051	1090	2141	0	2146	2200	146,12	2,92	143,20	397,45	396,77	397,11	289,24	106,87	2036	По ВХК
V	5362	310	27	5052	-3158	1894	0	1921	2200	143,20	-8,46	151,66	396,77	398,69	397,73	288,51	108,22	1824	По ВХК
VI	4290	322	21	3968	-1808	2160	0	2181	2200	151,66	-4,84	156,50	398,69	399,70	399,19	289,36	108,84	2092	По ВХК
VII	3885	291	19	3594	-1384	2210	0	2229	2200	156,50	-3,71	160,21	399,70	400,43	400,06	289,51	109,55	2155	По ВХК
VIII	3067	199	15	2868	-595	2273	0	2288	2200	160,21	-1,59	161,80	400,43	400,73	400,58	289,71	109,87	2223	По ВХК
IX	3586	215	18	3371	-1202	2169	0	2187	2200	161,80	-3,22	165,02	400,73	401,32	401,03	289,38	110,65	2136	По ВХК
X	2647	13	13	2634	-1447	1187	0	1200	1100	165,02	-3,88	168,90	401,32	402,00	401,66	287,12	113,54	1200	По ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – 1-ая итерация сработки-наполнения средневодного года

№ мес	Q								V			Z			Z нб	H	N гэс	N гар	
	Qбыт	Q сумм потери	Q ф	Q полез	Q водохр	Q гэс	Q х. сбр	Q нб	Q вхк	V нач	Δ V	V кон	Z н	Z к	Z сп				
XI	1555	37	7	1518	85	1603	0	1610	1100	168,90	0,23	168,67	402,00	401,96	401,98	288,81	112,17	1600	1600
XII	1065	26	5	1039	1001	2040	0	2045	1100	168,67	2,68	165,99	401,96	401,50	401,73	290,57	110,16	2000	2000
I	927	22	4	1053	997	2050	0	2054	1100	165,99	2,67	163,32	401,50	401,01	401,25	290,61	109,64	2000	2000
II	944	13	4	903	717	1620	0	1624	1100	163,32	1,92	161,40	401,01	400,66	400,83	288,86	110,97	1600	1600
III	1004	14	5	990	229	1219	0	1224	1100	161,40	0,61	160,79	400,66	400,54	400,60	287,22	112,38	1219	По ВХК
IV	1134	23	5	1111	1346	2457	0	2462	2200	160,79	3,61	157,18	400,54	399,83	400,19	290,27	108,92	2382	По ВХК
V	6422	310	27	6112	-3158	2954	0	2981	2200	157,18	-8,46	165,64	399,83	401,43	400,63	291,93	107,70	2831	По ВХК
VI	5544	322	21	5222	-1808	3414	0	3435	2200	165,64	-4,84	170,48	401,43	402,27	401,85	293,37	107,49	3266	По ВХК
VII	6078	291	19	5787	-1384	4403	0	4422	2200	170,48	-3,71	174,19	402,27	402,87	402,57	296,36	105,21	4123	По ВХК
VIII	3426	199	15	3227	-595	2632	0	2647	2200	174,19	-1,59	175,78	402,87	403,12	403,00	290,87	111,13	2603	По ВХК
IX	3875	215	18	3660	-1202	2458	0	2476	2200	175,78	-3,22	179,00	403,12	403,61	403,37	290,31	112,05	2451	По ВХК
X	2842	13	13	2829	-1450	1379	0	1392	1100	179,00	-3,88	182,89	403,61	404,18	403,89	287,91	114,98	1411	По ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Последняя итерация сработки-наполнения средневодного года

№ мес	Q									V			Z			Z нб	H	N раб	N гар
	Qбыт	Q сумм потери	Q ф	Q полез	Q водохр	Q гэс	Q х. сбр	Q нб	Q вхк	V нач	Δ V	V кон	Z н	Z к	Z cp				
XI	1555	37	7	1518	1201	2719	0	2726	1100	168,90	3,22	165,68	402,00	401,44	401,72	293,28	107,44	2600	2600
XII	1065	26	5	1039	2180	3219	0	3224	1100	165,68	5,84	159,84	401,44	400,36	400,90	295,19	104,71	3000	3000
I	927	22	4	905	2356	3261	0	3265	1100	159,84	6,31	153,53	400,36	399,09	399,72	295,35	103,37	3000	3000
II	944	13	4	931	1881	2812	0	2816	1100	153,53	5,04	148,50	399,09	397,99	398,54	293,63	103,91	2600	2600
III	1004	14	5	990	568	1558	0	1563	1100	148,50	1,52	146,97	397,99	397,65	397,82	288,61	108,21	1500	1500
IV	1134	23	5	1111	1402	2513	0	2518	2200	146,97	3,76	143,22	397,65	396,77	397,21	290,45	105,76	2365	По ВХК
V	6422	310	27	6112	-3158	2954	0	2981	2200	143,22	-8,46	151,68	396,77	398,69	397,73	291,93	104,80	2755	По ВХК
VI	5544	322	21	5222	-2620	2602	0	2623	2200	151,68	-7,02	158,70	398,69	400,13	399,41	290,79	107,62	2492	По ВХК
VII	6078	291	19	5787	-1674	4113	0	4132	2200	158,70	-4,48	163,18	400,13	400,99	400,56	295,50	104,06	3809	По ВХК
VIII	3426	199	15	3227	-433	2794	0	2809	2200	163,18	-1,16	164,34	400,99	401,20	401,09	291,39	108,71	2703	По ВХК
IX	3875	215	18	3660	-855	2805	0	2823	2200	164,34	-2,29	166,63	401,20	401,61	401,40	291,43	108,97	2720	По ВХК
X	2842	13	13	2829	-848	1981	0	1994	1100	166,63	-2,27	168,90	401,61	402,00	401,81	290,37	110,44	1947	По ВХК

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**Основное и вспомогательное оборудование**

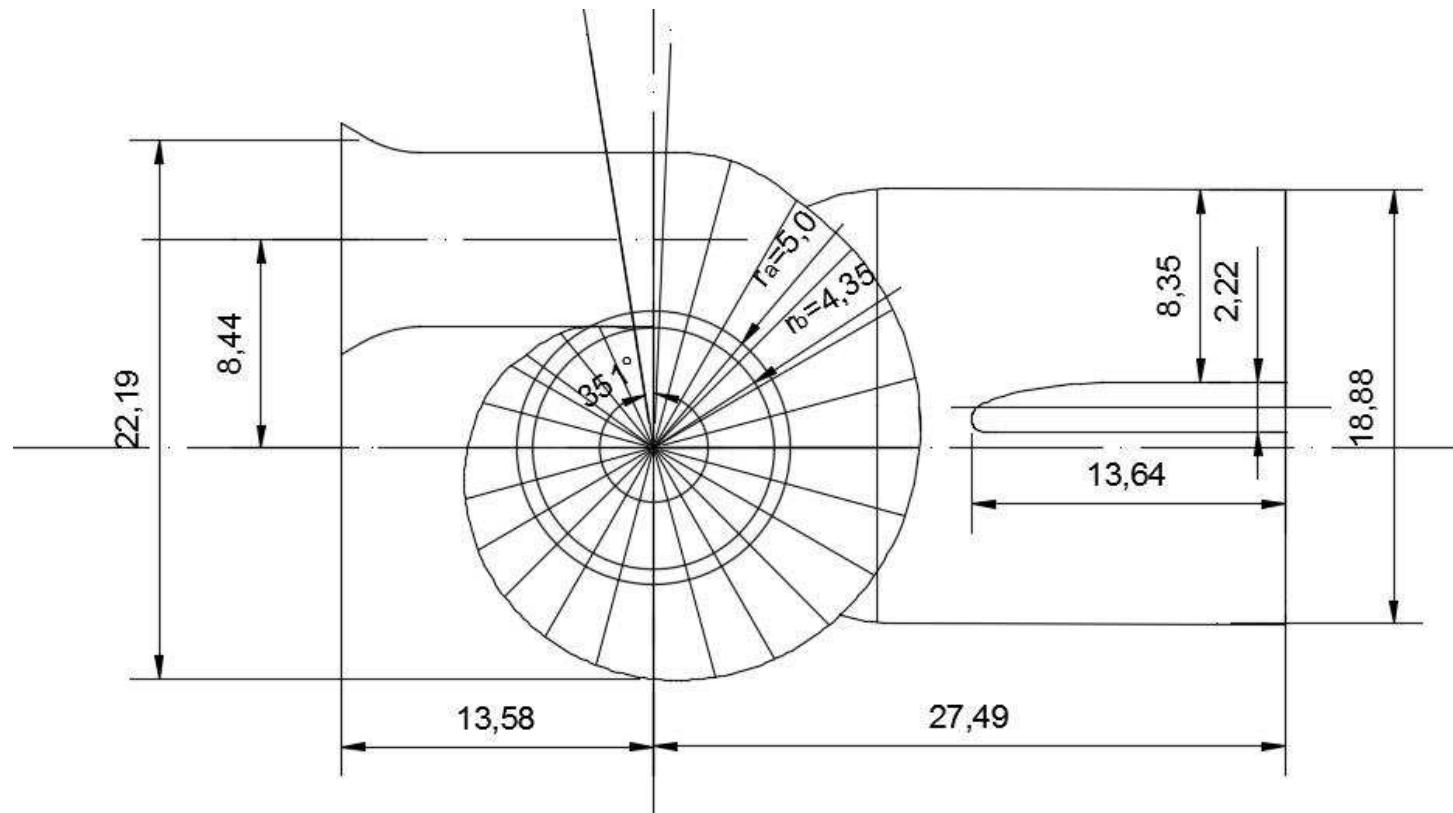


Рисунок Б.1- Металлическая круглая спиральная камера

Продолжение приложения Б

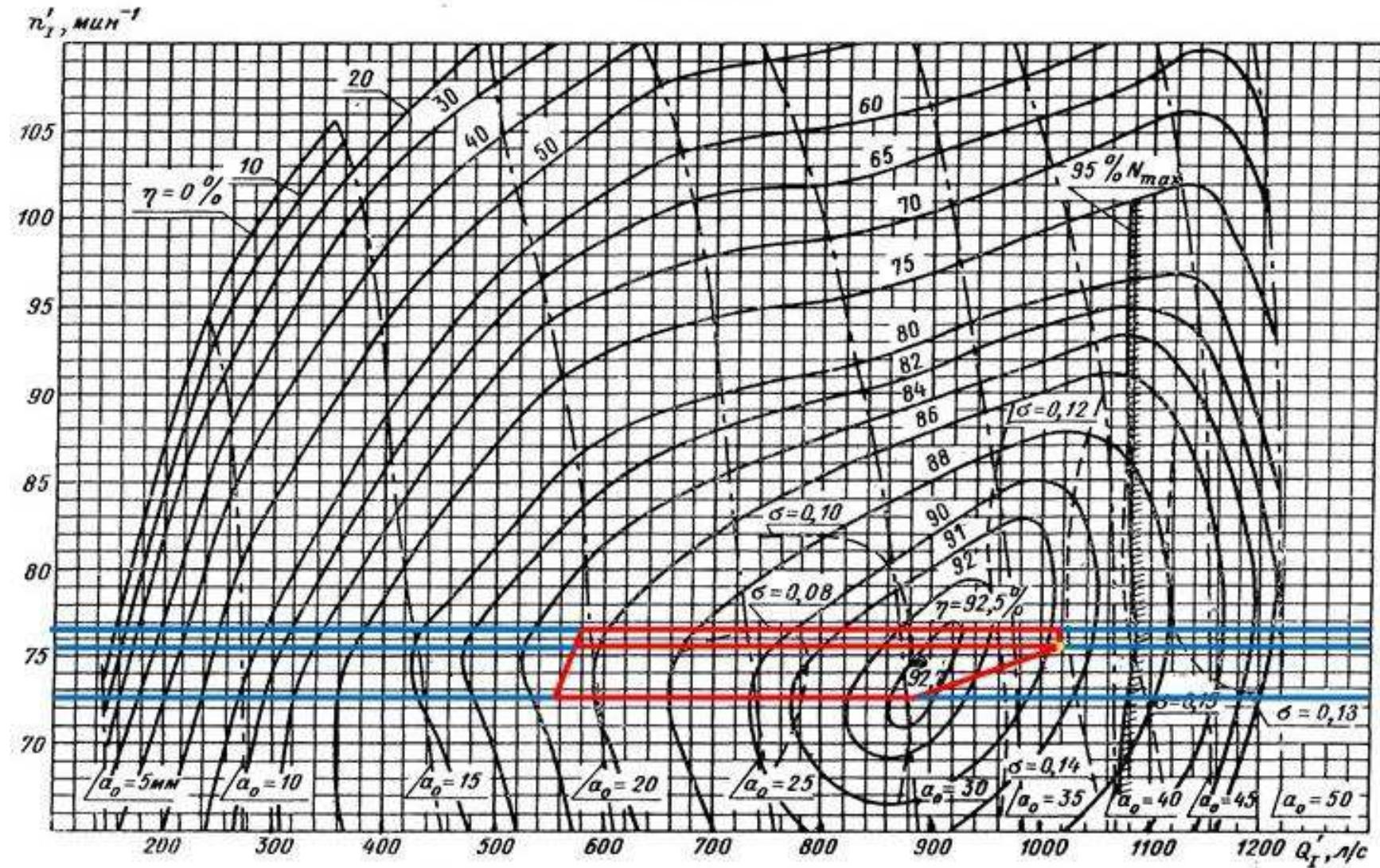


Рисунок Б.2 – Зона работы гидротурбины РО115-630-В

Продолжение приложения Б

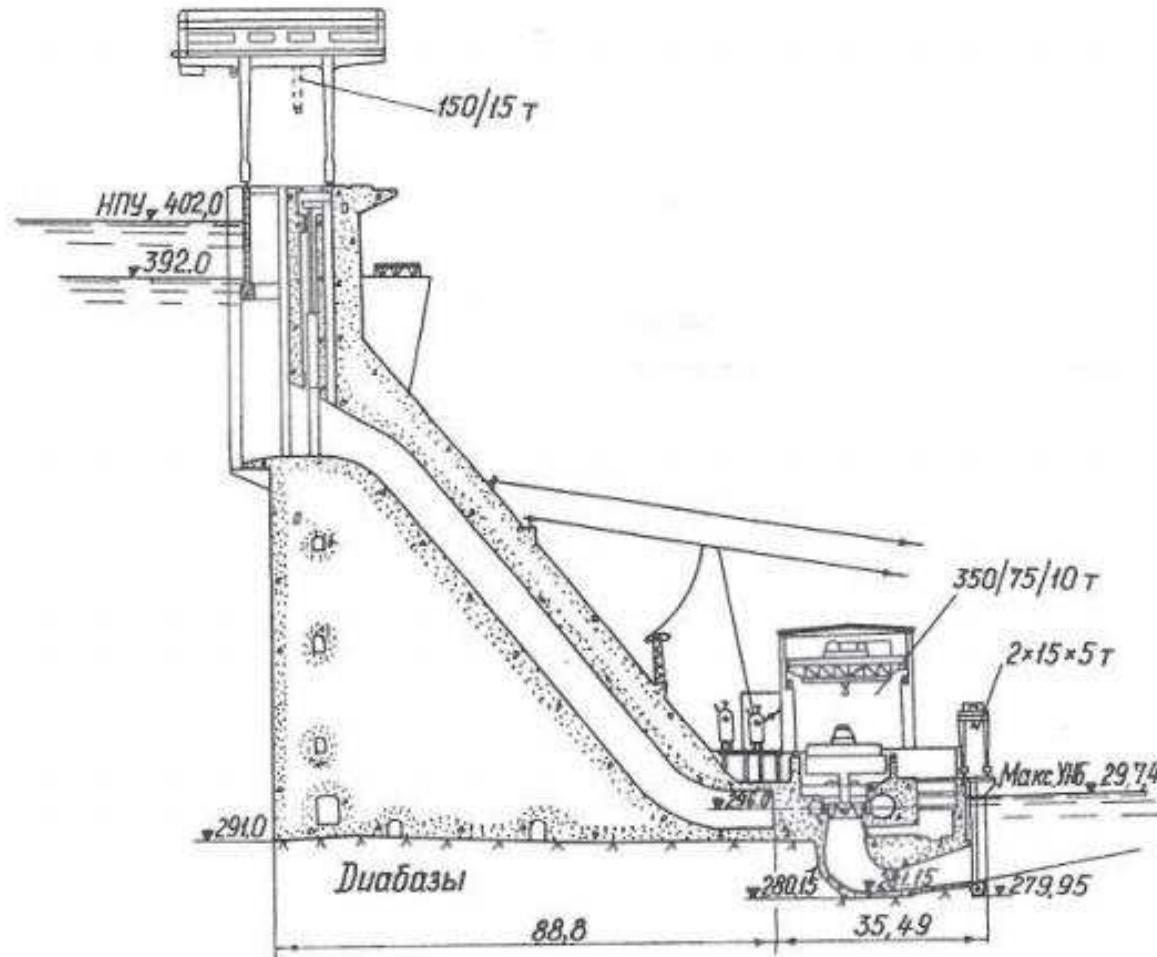


Рисунок Б.3 – ГЭС аналог на реке Ангара

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Электрическая часть

Основные данные			
Наибольшее рабочее напряжение:	кВ	500	
Испытательное напряжение промышленной частоты, 1 мин	кВ	740	
Испытательное напряжение промышленной частоты, 1 мин между разомкнутыми контактами	кВ	925	
Испытательное напряжение грозового импульса между разомкнутыми контактами	кВ	1550	
Испытательное напряжение грозового импульса между разомкнутыми контактами	кВ	1250	
Номинальная частота	Гц	50/60	
Номинальный ток (сборная шина)	А	4000 (6300)	
Номинальный ток отключения	кА	63 / 80	
Ток динамической стойкости, пиковое значение	кА	170 / 216	
Автоматический выключатель			
Коэффициент первого гасящего полюса		1.3/1.5	
Номинальный ток отключения, 50/60 Гц	кА	63 / 80	
Номинальный ток включения, максимальная величина	кА	170 / 216	
Тип привода		пружинно-гидравлический	
Собственное время отключения	мс	≤ 18	
Полное время отключения	мс	≤ 40	
Номинальное время включения	мс	< 60	
Время повторного включения	мс	≤ 300 0-0,3 с-ВО- 1 мин-	
Нормированный цикл операций		ВО или ВО- 15 с -ВО	
Быстродействующие автоматические повторное включение		одно- и трехфазное	
Разъединитель и технологический заземлитель			
Отключающая способность – отключение емкостного тока		мА	500
Отключающая способность - уравнительного тока, А/В сборных шин			1600/40
Время отключения/включения		с	< 2
Быстродействующий заземлитель			
Характеристики отключения			
Включающая способность			
- Ток индуктивный ток		кА	63
- Напряжение		кВ	25
- Ток		А	200
Емкостной ток			
- Напряжение		кВ	25
- Ток		А	25
Время работы электромотора:		с	< 5,5
Трансформатор напряжения			
Номинальная выходная мощность (общая)		ВА	400
Номинальный класс точности		%	0,2, 0,5, 3 Р
Номинальная тепловая мощность (общая)		ВА	3000
Номинальный коэффициент повышения напряжения			1,9/8 h
Количество вторичных обмоток		до	3
Возд. элегаз-воздух			
Постоянная изгибающая нагрузка		Н	2500
Изгибающая нагрузка при испытаниях		Н	5000
Длина пути утечки		мм/кВ	20, 25, 31

Рисунок В.1 - Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией типа ELK-3 500кВ

## Продолжение приложения В

Тип генераторного распределительного устройства		HEC 7A/8A	HEC 7B/8B	HEC 7C/8C
<b>Общие данные</b>				
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	80	27,5	25,2
Номинальная частота	Гц	50/60	50/60	50/60
Номинальный длительный ток 50 Гц (HEC 7) (естеств. окл.) (HEC 8) (перемеш. воздуха)	А	до 25000 до 28000	до 25000 до 28000	до 25000 до 28000
Номинальный длительный ток 60 Гц (HEC 7) (естеств. окл.) (HEC 8) (перемеш. воздуха)	А	до 22000 до 28500	до 22000 до 28500	до 22000 до 28500
<b>Испытательные напряжения</b>				
Испытательное напряжение промышленной частоты				
от земли и между контактами выключателя	кВ	80	80	80
между контактами разъединителя	кВ	88	88	88
Испытательное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс				
от земли и между контактами выключателя	кВ	150	150	150
между контактами разъединителя	кВ	165	165	165
<b>Выключатель</b>				
Ток электродинамической стойкости	кА	466	521	575
Ток термической стойкости	кА, 3 с	170	190	210
Номинальный ток включения	кА	466	521	575
Номинальный ток отключения	кА	170	190	210
Номинальный коммутационный цикл			ВО - 30 минут - ВО	
Собственное время отключения	мс	33 ± 3	33 ± 3	33 ± 3
Полное время отключения	мс	58	68	68
Механический ресурс	ВО	10000	10000	10000
<b>Разъединитель</b>				
Ток электродинамической стойкости	кА	466	521	575
Ток термической стойкости	кА, 3 с	170	190	210
Время работы	с	2	2	2
<b>Заземлитель</b>				
Ток электродинамической стойкости	кА	466	521	575
Ток термической стойкости	кА, 1 с	170	190	210
Время работы	с	2	2	2

Приведенные параметры не являются окончательными. Дополнительная информация предоставляется по запросу. АББ оставляет за собой право на внесение изменений без предварительного уведомления.

Рисунок В.2 - Генераторный комплекс HEC 7B

Серия ОПН	Цена	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{HP}$ , кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Номинальное напряжение ОПН $U_{N,OPN}$ ( $U_r$ ), кВ	Класс разряда линии	Пропускная способность (2000 мкс), А	Удельная энергоемкость ОПН (два импульса), кДж/кВ ( $U_{H,PO}$ )
ОПНп-500/336/20/4	по запросу <input type="button" value="1"/> <input type="button" value="+"/> <input type="button" value="-"/>	336	20	420,0	4	1200	11,9
ОПНп-500/336/20/5	по запросу <input type="button" value="1"/> <input type="button" value="+"/> <input type="button" value="-"/>				5	1600	15,8

Рисунок В.3 - Технические характеристики ОПНп-500

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Локальные системы оповещения ГЭС

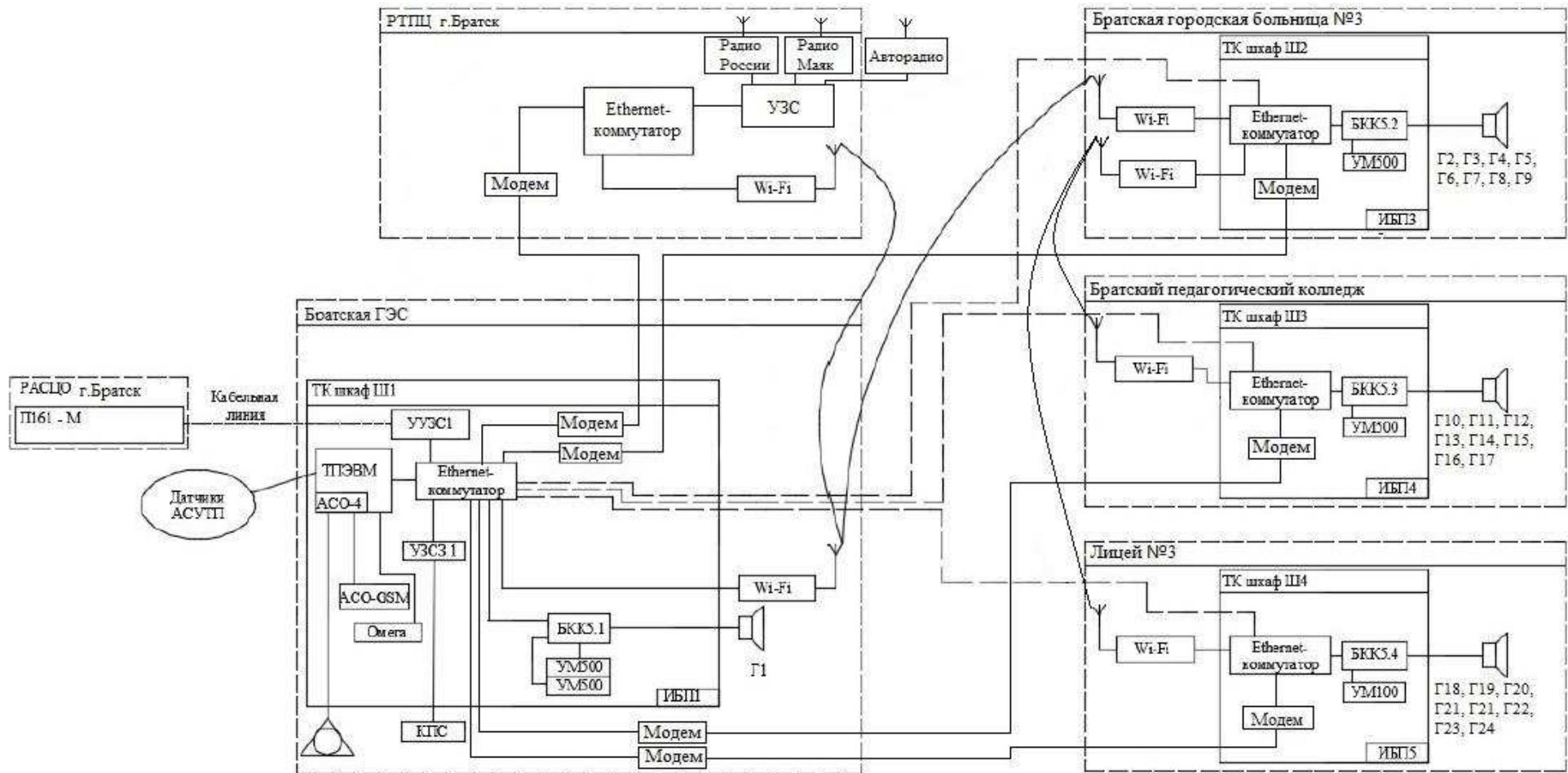


Рисунок Г.1 - Схема организации ЛСО ГЭС Братского гидроузла

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Иннокентий М.В. Косыков  
подпись инициалы, фамилия  
«13 » 06 2019 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ БРАТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА. ЛОКАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ ГЭС

Руководитель

13.06.19 ст.преподаватель

А.М. Волошин  
инициалы, фамилия

Выпускник

13.06.19г  
подпись, дата

С.М. Карамашева  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Братской ГЭС на реке Ангара. Локальные системы оповещения ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайд 05.06.19 8.10.Зам севе  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

  
A.B. Масченко  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тиц 06.06.19 Л.В. Пасстихинка  
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

ИГ-11.06.19 Н.В. Шуров  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Юль 10.06.19 Г.А. Колине  
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Б/д 100619 Д.И. Рыжиков  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Б/д 13.06.19 Г.А. Куринов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Б/д 10.06.19 В.В. Гапасова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультант

 М.В. Костюк

Нормоконтролер

Б/д 13.06.19 Н.А. Гафуров  
подпись, дата инициалы, фамилия