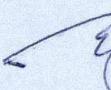


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ**

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

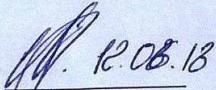
УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
подпись инициалы, фамилия  
«13 » 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАН. ОПЕРАТИВНЫЕ  
БЛОКИРОВКИ БЕЗОПАСНОСТИ. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП  
ДЕЙСТВИЯ. СОВРЕМЕННЫЕ СХЕМЫ БЛОКИРОВОК**

Руководитель

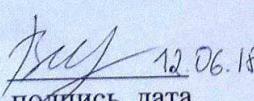
  
подпись, дата

Инженер СТСУ  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС»  
имени П.С. Непорожнега

А.В. Широков  
инициалы, фамилия

должность, ученая степень

Выпускник

  
подпись, дата

В.Н. Иванов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Канской ГЭС на реке Кан. «Оперативные блокировки безопасности. Устройство и принцип действия. Современные схемы блокировок.»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зад  
подпись, дата

Е.Ю. Затеева  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Алла  
подпись, дата

А. В. Масленникова  
инициалы, фамилия

Электрическая часть

ff. 12.06.18  
подпись, дата

А. В. Широков  
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

ff. 12.06.18  
подпись, дата

А. В. Широков  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

ff. 08.06.18  
подпись, дата

Т. А. Робинс  
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

ff. 08.06.18  
подпись, дата

Б. А. Карагеев  
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

ff. 06.06.18  
подпись, дата

В. В. Ганасова  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

ff. 16.06.18  
подпись, дата

А. Я. Чабанова  
инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Канской ГЭС.....	7
Введение.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Климат .....	10
1.2 Гидрологические данные .....	10
1.3 Инженерно-геологические условия .....	13
2 Водно - энергетические расчёты .....	13
2.1 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	13
2.2 Энергосистема .....	15
2.3 Годовые графики нагрузки.....	16
2.4 ВЭР в средневодном году.....	17
2.5 Баланс мощности энергосистемы.....	19
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	22
3.1 Выбор системы и типа турбины .....	22
3.2 Выбор гидротурбины по главной универсальной характеристике.....	23
3.3 Определение заглубления РК .....	24
3.4 Работа одного гидроагрегата при $H_{min}$ .....	25
3.5 Работа одного гидроагрегата с номинальной мощностью при $H_{расч}$ .....	25
3.6 Работа одного гидроагрегата при $H_{max}$ .....	25
3.7 Выбор гидрогенератора.....	26
3.8 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	28
3.9 Выбор электрогидравлического регулятора .....	28
3.10 Выбор кранового оборудования .....	28
3.11 Геометрические размеры здания ГЭС .....	29
4 Электрическая часть .....	31
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	31
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС .....	33
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов .....	33
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	34
4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета.....	35
4.3.1 Стоимость силовых трансформаторов.....	35
4.3.2 Расчет потерь мощности в силовых трансформаторах .....	35
4.3.3 Расчет издержек .....	36
4.3.4 Капитальные затраты .....	36
4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий .....	37
4.5 Выбор схемы РУ ВН .....	38
4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного КЗ в главной схеме с помощью программного комплекса RastrWin.....	39
4.6.1 Расчет исходных данных .....	39
4.6.2 Расчет токов КЗ .....	40

4.7 Выбор электрических аппаратов .....	40
4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов ...	40
4.7.2 Выбор и проверка аппарата 110 кВ.....	41
4.7.3 Выбор выключателя генератора и разъединителя .....	42
4.7.4 Выбор выключателя и разъединителя 110 кВ на РУ.....	42
4.7.5 Выбор измерительных ТН и ТТ в ветви генераторов .....	43
4.7.6 Выбор измерительного трансформатора напряжения в РУ .....	43
4.7.7 Выбор ОПН для РУВН .....	43
4.7.8 Выбор анализатора в цепи статора.....	44
4.7.9 Выбор генераторного синхронизатора .....	44
5 Релейная защита и автоматика ГЭС.....	45
5.1 Расчет номинальных токов .....	45
5.2 Перечень защит основного оборудования.....	46
5.3 Описание защит и расчет их уставок .....	47
5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора .....	47
5.3.2 Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора .....	49
5.3.3 Защита от повышения напряжения .....	52
5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	52
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок.....	56
5.3.6 Дистанционная защита генератора .....	58
5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора .....	61
5.4 Выбор комплекта защит блока генератор-трансформатор.....	62
6 Компоновка и сооружения гидроузла.....	65
6.1 Геометрические расчеты водосливной плотины .....	65
6.1.1 Определение отметки гребня плотины.....	65
6.1.2 Гидравлические расчеты .....	68
6.1.3 Определение ширины водосливного фронта .....	68
6.1.4 Определение отметки гребня водослива .....	69
6.1.5 Проверка на пропуск расчетного расхода .....	71
6.1.6 Построение профиля водосливной грани .....	71
6.1.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	73
6.1.8 Расчет водобойной стенки .....	74
6.2 Конструирование плотины.....	76
6.2.1 Определение ширины подошвы плотины .....	76
6.2.2 Разрезка бетонных плотин швами .....	78
6.2.3 Быки .....	78
6.2.4 Ширина плотины по гребню.....	78
6.2.5 Устои .....	79
6.2.6 Дренаж тела бетонных плотин .....	79
6.2.7 Галереи в теле плотины.....	80
6.2.8 Расчет фильтрации в основании бетонной плотины .....	80
6.2.9 Расчет цементной завесы .....	81
6.2.10 Дренажные устройства в основании .....	82

6.2.11 Конструкции отдельных элементов нижнего бьефа .....	82
6.3 Определение основных нагрузок .....	83
6.3.1 Вес сооружения и затворов .....	83
6.3.2 Сила гидростатического давления воды.....	84
6.3.3 Сила взвешивающего фильтрационного давления .....	84
6.3.4 Сила фильтрационного давления .....	85
6.3.5 Давление грунта .....	85
6.3.6 Волновое давление.....	86
6.3.7 Расчет прочности плотины .....	87
6.3.8 Критерии прочности плотины .....	89
6.3.9 Расчет устойчивости плотины .....	90
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	92
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	92
7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Канской ГЭС .....	92
7.2.1 Общие положения .....	92
7.2.2 Охрана труда при выполнении работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики, со средствами измерений и приборами учета электроэнергии, вторичными цепями.....	93
7.2.3 Охрана труда при выполнении работ на измерительных трансформаторах тока .....	94
7.3 Пожарная безопасность .....	94
7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности .....	94
7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС .....	96
7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках .....	97
7.4 Охрана природы .....	98
7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	99
7.4.2 Водоохранная зона .....	99
7.4.3 Водоохраные мероприятия на гидроэлектростанции .....	100
8 Технико-экономические показатели .....	102
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	102
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	102
8.3 Налоговые расходы.....	105
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ....	106
8.5 Методология, исходные данные.....	107
8.6 Коммерческая эффективность .....	107
8.7 Бюджетная эффективность .....	108
8.8 Анализ чувствительности.....	108
9 Оперативные блокировки безопасности.....	111
9.1 Основные ошибки при переключениях, последствия неправильных переключений .....	111
9.2 Основные требования к оперативным блокировкам безопасности.....	112
9.3 Виды оперативных блокировок безопасности.....	114

9.4 Создание алгоритма блокировки для Канской ГЭС.....	120
9.5 Структурная схема ПТКу и интеграция в АСУ ТП.....	123
Заключение .....	126
Список использованных источников.....	128
Приложение А. Водно-энергетический расчет .....	130
Приложение Б. Главная универсальная характеристика .....	141

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КАНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Кан;
2. Местонахождение ГЭС.....Красноярский край;
3. Тип проектируемой установки .....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний .....272 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин .....437,16 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% .....1121,15 м<sup>3</sup>/с;  
0,05% .....1196,5 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% .....1303,9 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный .....20 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока .....суточный;
  - б) отметка: НПУ .....152 м;  
ФПУ .....153 м;  
УМО .....142,73 м
  - в) объемы:  
полный .....0,092 км<sup>3</sup>;  
полезный .....0,06 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....26,37 м;
  - б) расчетный.....19,42 м;
  - в) минимальный.....15,1 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная .....86,4 МВт;  
рабочая .....60,5 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии.....392,12 млн. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная грунтовая .....121,45 м / 34,8 м;
  - б) правобережная грунтовая .....61,15 м / 34,8 м;
  - в) водосливная .....23 м / 34,8 м;
  - г) станционная .....70 м / 34,8 м;
9. Водосбросные сооружения
  - а) тип .....поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов .....2 отверстия 7,5×10;
  - в) общая длина .....20 м;
  - г) максимальная высота .....34,8 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания .....руслоное;
  - б) число агрегатов .....4;
  - в) грунты в основании .....диорит;
  - г) тип спиральной камеры .....бетонная трапецидального сечения;

д) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;  
е) расстояние между осями агрегатов ..... 12 м;

#### 11.Основное оборудование:

а) тип турбины ..... ПЛ30б-В-400;

б) тип генератора..... СВ-750/75-40;

в) мощность генератора..... 21,6 МВт;

г) частота вращения ..... 150 об/мин;

д) тип трансформаторов ..... ТД-63000/110;

## 12. Технико-экономические показатели:

а) себестоимость энергии ..... 21 коп/кВт·ч;

б) показатели эффективности: NPV ..... 2,55 млрд. руб.;

DPB ..... 75 мес;

## **ВВЕДЕНИЕ**

Энергия текущей воды является одним из старейших источников электроэнергии на планете. На территории России расположено около 9% мировых запасов гидроэнергии. Экономический потенциал гидроэнергоресурсов России составляет 850 млрд кВт.ч, из которых 120 млрд кВт.ч приходится на Европейскую часть страны и 730 млрд кВт.ч на Сибирь и Дальний Восток.

Гидростанции не вызывают никаких вопросов, поскольку их мощности находятся вне конкуренции по множеству параметров — они относятся к возобновляемым источникам энергии, используются для регулировки системных пиковых нагрузок, быстро выходя на заданную мощность, а их энергия достаточно дешева. В условиях единой энергосистемы и ситуации возрастания пиковых нагрузок из-за возросшего потребления населением и сферой услуг второе качество становится особенно ценным.

Следует отметить, что гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках, соответственно изменяется мощность агрегатов. Особое свойство гидротехнических сооружений заключается в том, что их разрушение высвобождает на волю разрушительную стихию, приводящее за короткое время к колossalным материальным убыткам, но что особо важно к большим человеческим жертвам. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов.

Целью проекта является проектирование Канской ГЭС на реке Кан 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 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС**

Кан - река в Красноярском крае России, правый приток Енисея. Длина – 629 км, площадь водосбросного бассейна – 36,9 тыс.км<sup>2</sup>, течение извилистое. Исток – на северных склонах хребта Канское Белогорье в Восточном Саяне.

## **1.1 Климат**

Климат в районе р.Кан резко континентальный. Данный тип климата свойственен умеренным широтам для мест расположенных внутри материков удаленных от мирового океана и с высоким уровнем давления ртутного столба.

Климату характерны значительные колебания температур, как сезонные, так и суточные (холодная зима, жаркое лето). Зима продолжительная, малоснежная и холодная, лето теплое, но не продолжительное, средняя температура в январе – 19,2 °С. Летом осадков значительно больше чем зимой, средняя температура июля + 24,8 °С. Средняя скорость ветра 3,0 м/с. Относительная влажность воздуха 70,3 %.

## **1.2 Гидрологические данные**

Берет начало на северных склонах хребта Канское Белогорье в Восточном Саяне, впадает в Енисей в 4 км ниже от села Конопово. Течение Кана в верховьях быстрое и порожистое, у устья реки течение становится тихим.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Кан за период 1938-1981 представлен в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Кан

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год	Qср полов	Qср меж
1932	55	55	56	154	520	704	400	363	302	233	178	95	260	458	136
1933	63	57	50	174	506	795	484	441	374	328	213	93	298	520	160
1934	56	54	55	128	740	540	371	326	389	264	189	96	267	473	139
1935	51	46	43	116	653	467	419	406	348	251	146	72	252	459	122
1936	55	47	42	87	843	746	367	354	270	211	119	89	269	516	115
1937	64	59	55	127	585	894	632	484	387	298	148	101	320	596	146
1938	59	50	46	302	941	806	555	467	373	350	190	99	353	628	181
1939	60	61	57	231	774	695	539	425	422	303	196	100	322	571	166
1940	45	40	37	186	729	524	494	367	305	234	153	70	265	484	129
1941	63	55	54	133	632	575	430	326	349	256	156	109	262	462	136
1942	61	54	49	114	935	959	536	477	369	276	155	84	339	655	142
1943	48	45	41	175	628	607	486	391	288	242	118	81	263	480	127
1944	43	42	41	132	588	469	303	254	253	200	86	68	207	373	102
1945	53	42	39	238	660	575	381	405	366	266	114	85	269	477	138
1946	43	39	34	140	511	516	449	354	298	147	141	57	227	426	104
1947	56	49	43	273	584	601	431	413	452	279	173	79	286	496	155
1948	54	51	45	145	762	438	334	376	409	255	113	99	257	464	127
1949	52	50	44	167	854	594	457	419	375	293	137	107	296	540	143
1950	61	59	53	104	692	501	440	401	388	264	135	93	266	484	129
1951	57	51	46	99	805	661	349	295	380	259	109	88	267	498	122

## Продолжение таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год	Qср полов	Qср меж
1952	54	52	47	109	925	608	350	370	336	236	118	74	273	518	120
1953	70	64	54	213	728	722	643	462	375	316	139	80	322	586	157
1954	54	45	42	83	750	645	383	364	278	205	83	81	251	484	106
1955	48	41	39	105	466	655	514	431	351	247	148	69	260	483	120
1956	51	46	40	111	760	750	435	351	341	277	164	65	283	527	130
1957	48	44	36	104	873	580	386	430	368	273	124	69	278	527	122
1958	55	49	43	109	455	510	260	275	220	200	171	81	202	344	114
1959	45	44	41	125	681	701	414	339	258	199	82	84	251	479	109
1960	57	51	50	129	980	795	455	304	310	222	80	99	294	569	123
1961	61	60	53	256	780	630	466	479	355	252	89	90	298	542	145
1962	60	57	58	183	839	688	448	460	350	272	140	97	304	557	146
1963	61	61	58	132	849	546	426	319	264	209	116	116	263	481	127
1964	63	52	45	122	605	606	423	321	285	217	105	80	244	448	116
1965	75	68	67	197	744	515	308	284	318	206	96	101	248	434	132
1966	69	56	56	145	858	517	253	306	354	83	147	99	245	458	113
1967	59	43	64	236	945	937	508	469	294	214	96	106	331	631	144
1968	51	56	60	254	791	519	442	471	328	229	97	117	285	510	144
1969	50	45	43	182	470	448	306	230	210	200	59	93	195	333	108
1970	57	51	26	217	892	758	293	295	282	221	136	87	276	504	134
1971	62	58	60	206	809	730	428	399	295	254	110	89	292	532	141
1972	60	61	61	253	732	464	427	433	305	231	168	82	273	472	149
1973	45	46	52	141	647	612	495	336	287	194	80	64	250	475	109
1974	28	44	72	272	990	952	660	450	400	227	139	81	360	690	153
1975	44	61	47	202	678	574	294	245	250	221	136	91	237	408	130
1976	62	48	81	151	817	733	379	307	306	231	135	111	280	508	137
1977	47	20	35	191	608	466	362	367	226	173	108	94	225	406	112
1978	49	33	17	140	745	633	376	310	267	203	205	140	260	466	131
1979	28	46	32	105	772	610	274	339	221	79	100	16	219	443	78
1980	55	60	53	261	882	511	243	255	242	149	114	46	239	427	122
1981	39	67	60	309	972	635	335	473	305	128	97	202	302	544	150
Qср мес	54	51	48	169	740	634	417	372	322	232	131	89	272		

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно  $272 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2, 1.3 и 1.4. На рисунке 1.1, 1.2 и 1.3 отображены кривые связи ВБ и НБ.

Таблица 1.2 – Координаты кривой связи для ВБ

V, куб км	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Z вб м	134,62	137,92	140,47	142,77	144,93	146,9	148,59	150,29	151,7	153,2

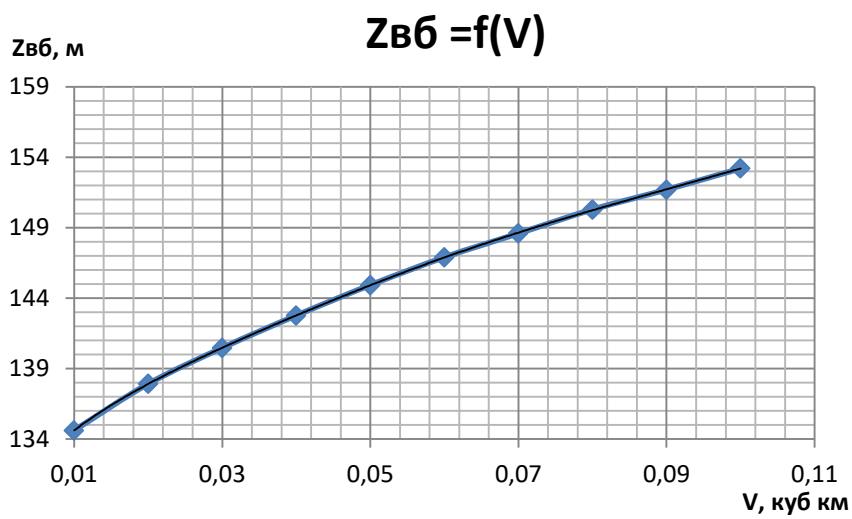


Рисунок 1.1 – Кривая связи ВБ

Таблица 1.3 – Координаты кривой связи для НБ (зима)

Q м3/с	0,2	150	300	348	500	900	1000	1500	1850	2100
Zнб м	124	125,9	127,6	128	129,42	131,8	132,4	134	134,97	135,72

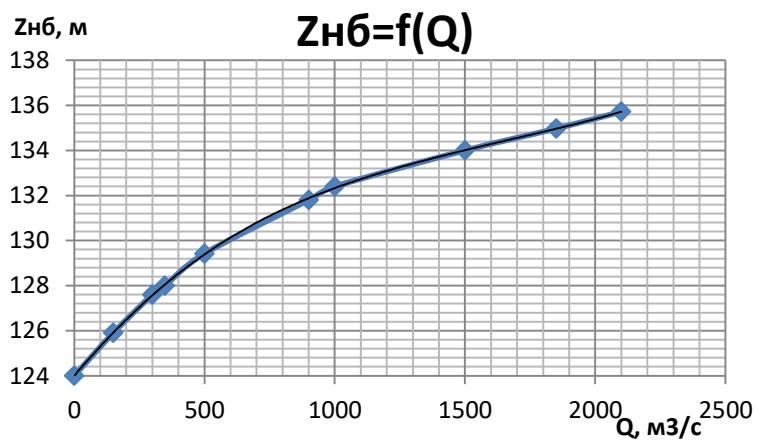


Рисунок 1.2 – Кривая связи НБ (зима)

Таблица 1.4 – Координаты кривой связи для НБ (лето)

Q м3/с	200	450	600	1000	1300	1500	1750	2100	2300	2500	2700
Zнб м	124	127,8	129,1	131,4	132,5	133,2	133,8	134,6	135,1	135,5	135,9

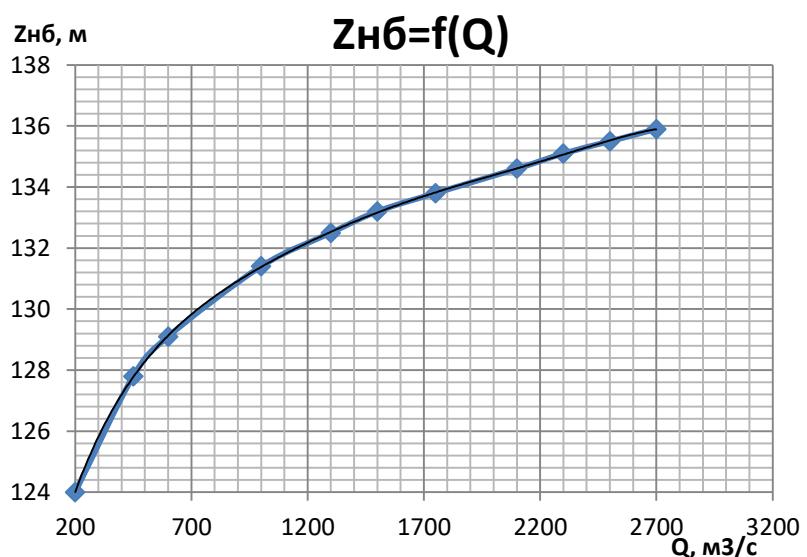


Рисунок 1.3 – Кривая связи НБ (лето)

### 1.3 Инженерно-геологические условия

В основании сооружения залегает диорит. Ширина по створу 285 метров. Дно находится на отметке 124 метра.

## 2 Водно-энергетические расчеты

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

Для расчета гидрографов необходимо разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В период половодья расходы больше либо равны среднегодовому расходу. Оставшиеся месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья V, VI, VII, VIII, IX; к периоду межени X, XI, XII, I, II, III, IV).

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно. Сведем результаты в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – маловодный и средневодный год

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
маловодный год (90%)	1946	43	39	34	140	511	516	449	354	298	147	141
средневодный год (50%)	1940	45	42	43	186	729	524	494	367	305	226	153

Кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

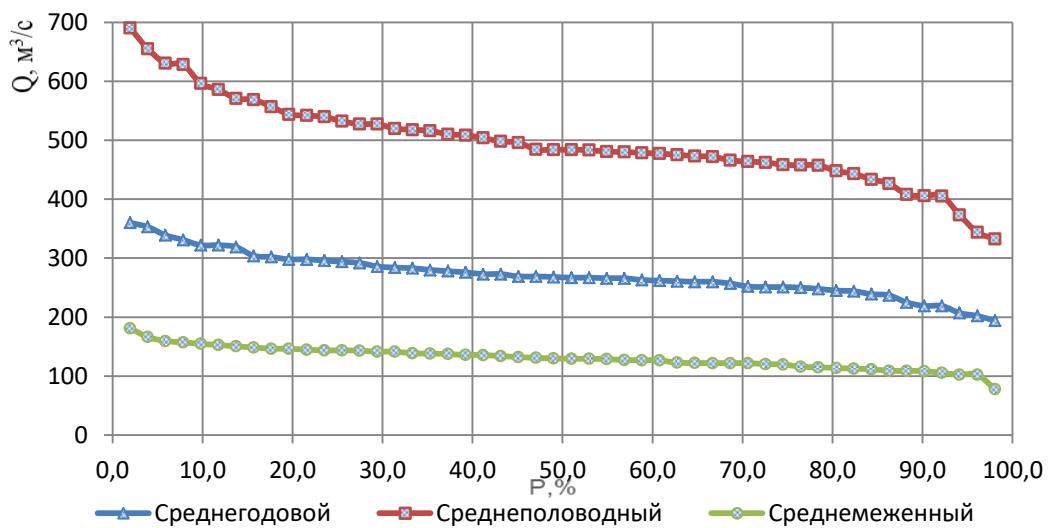


Рисунок 2.1 – Кривые обеспеченности

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайший год расчетной обеспеченности 90% и 50%: 1946 г и 1940 г таблица 2.1. Гидрограф средневодного и маловодного года представлен на рисунке 2.2.

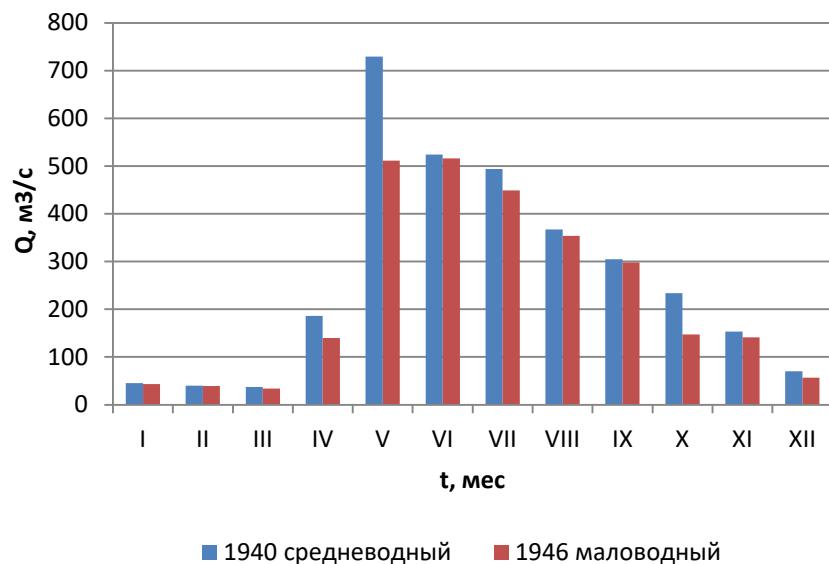


Рисунок 2.2 – Гидрограф маловодного и средневодного года

Потери напора, потери расхода,  $Q_{\text{вхк}}$ ,  $Q_{\text{сан попуск}}$ :

$$\Delta h = h_{\text{пред}} \cdot 0,01 = 0,28$$

Расходы средневодного года и потери воды приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Потери, расходы

Параметр	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q$ , быт 50	45	42	43	186	729	524	494	367	305	226	153	70
$Q$ , исп				1	1	1	2	1	1			

## Продолжение таблицы 2.2

Параметр	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q льда	1	1	1							1	1	1
Q фильтр	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Требования ВХК												
Qвхк	30	30	30	30	300	300	300	300	300	30	30	30
Qсан попуск	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

## 2.2 Энергосистема

ОДУ Сибирь, Красноярское РДУ. Существующие ГЭС: Красноярская ГЭС, Богучанская ГЭС. Красноярская ГЭС работает на 2/3 от своей установленной мощности на Красноярское РДУ. Богучанская ГЭС полностью работает на Красноярское РДУ. Нагрузки энергосистемы отображены на рисунке 2.3.

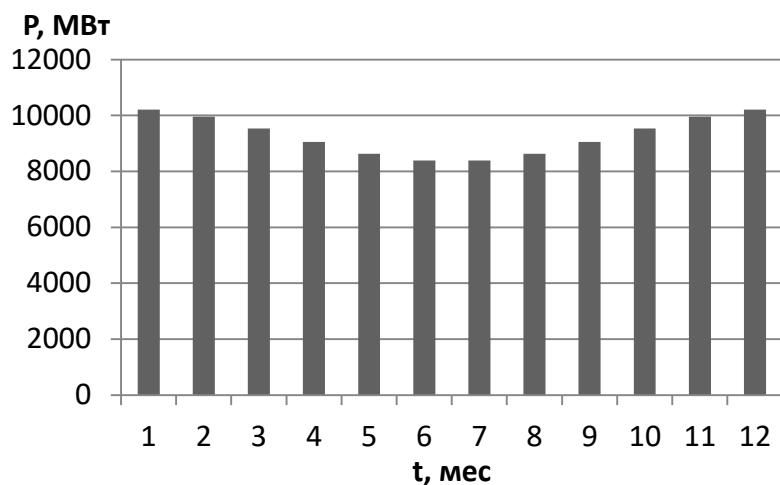


Рисунок – 2.3 График максимальных нагрузок энергосистемы

Суточные графики нагрузки совмещенные с ИКН для летних и зимних суток показаны на рисунке 2.4 и 2.5.

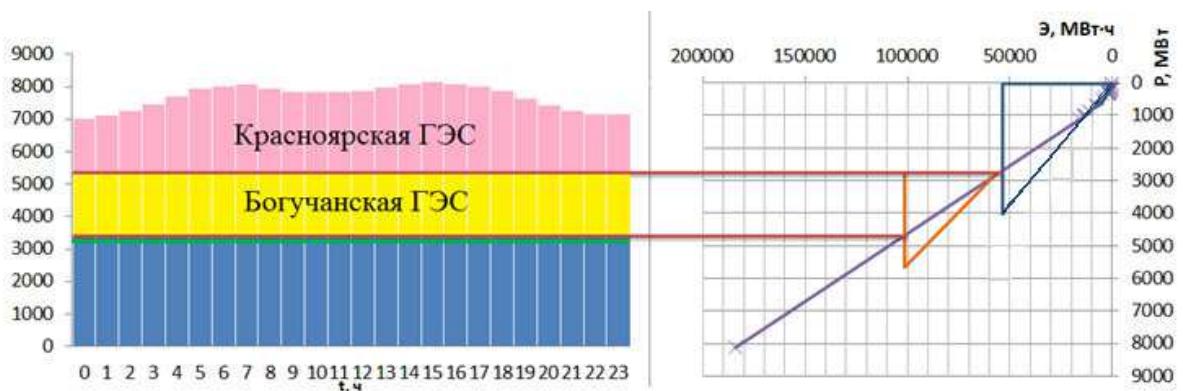


Рисунок 2.4 – Суточный график нагрузки, совмещенный с ИКН для типичных зимних суток

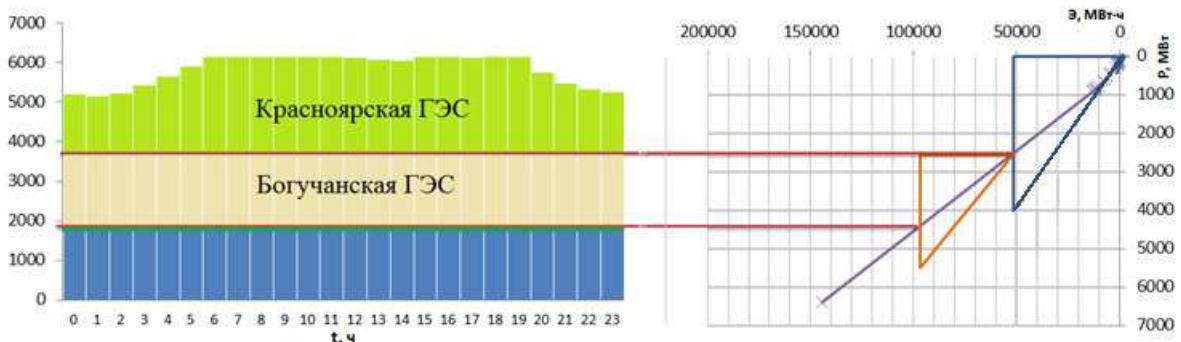


Рисунок 2.5 – Суточный график нагрузки, совмещенный с ИКН для типичных летних суток

### 2.3 Годовые графики нагрузки

Годовые графики нагрузки строятся по принятой методике из методических указаний «Выбор параметров ГЭС».

Ниже в (таблице 2.3) представлены числовые значения годовых максимальных и среднемесячных нагрузок ГЭС.

Таблица 2.3 – годовые максимальные и среднемесячные нагрузки

P <sub>з max</sub>	10125	P <sub>ср зим</sub>	7248	P(t) <sub>max</sub>	9958,6	P(t) <sub>ср</sub>	5803,8
P <sub>л max</sub>	9930	P <sub>ср лет</sub>	5556		9933,3		5584,8
a	10027,5	a	6402		9933,3		5584,8
b	97,5	b	846		9958,6		5803,8
P(t) <sub>max</sub>	10121,7	P(t) <sub>ср</sub>	7030		10002,27		6183,1
	10096,4		7000,2		10052,7		6621
	10052,7		6621		10096,4		7002
	10002,3		6183,1		10121,7		7030

На рисунке 2.6 изображен график максимальных и среднемесячных нагрузок ГЭС.

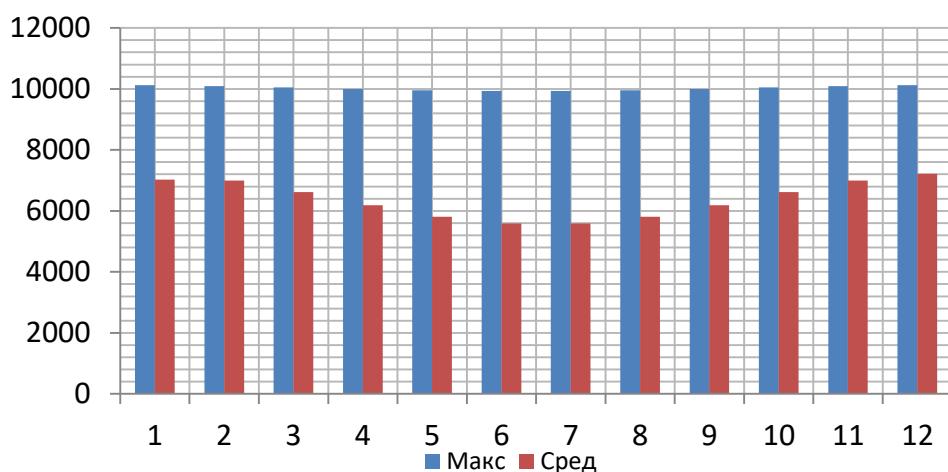


Рисунок 2.6 – График годовых максимальных и среднемесячных нагрузок ГЭС.

## 2.4 ВЭР в средневодном году

Исходные данные Канской ГЭС соответствуют суточному регулированию, следовательно, все расчеты водно – энергетического регулирования выполняются внутри года в каждом месяце за отдельные сутки. На рисунке 2.7 изображен график нагрузки и ИКН с зоной работы Канской ГЭС. В (Таблице 2.4), представлен ВЭР средневодного года за январь месяц.

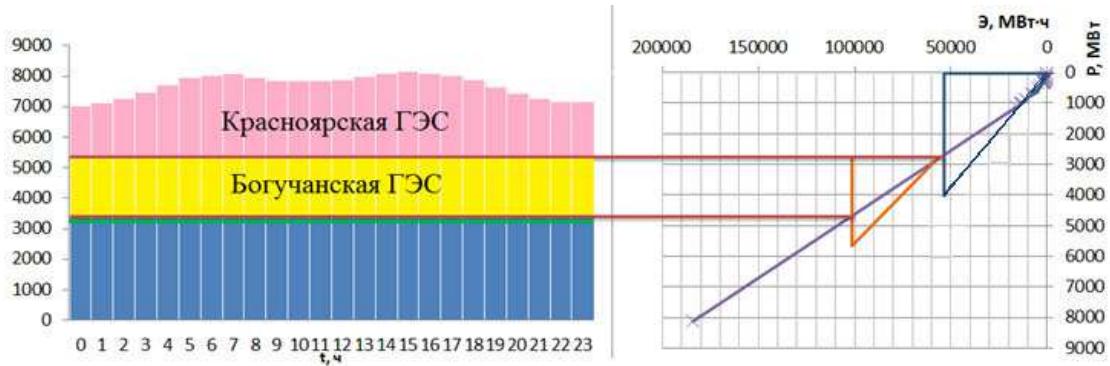


Рисунок 2.7 – Суточный график нагрузки и ИКН за январь с нанесением режима работы проектируемой Канской ГЭС (обозначена зеленым цветом)

Таблица 2.4 – ВЭР средневодного года за январь месяц

t	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>в-ща</sub>	Q <sub>х сб</sub>	Q <sub>гэс</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>вхк</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>н</sub>	Z <sub>к</sub>	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>нб</sub>	H	N <sub>ГЭС</sub>	Э
7:00	45	2	218	0	263	265	30	0,092	0,019	0,073	152,00	149,04	150,52	126,91	23,33	52,8	52,8
8:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,073	-0,001	0,075	149,04	149,27	149,16	124,40	24,48	5,9	5,9
9:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,075	-0,001	0,076	149,27	149,50	149,39	124,40	24,71	5,9	5,9
10:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,076	-0,001	0,078	149,50	149,73	149,61	124,40	24,94	6,0	6,0
11:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,078	-0,001	0,079	149,73	149,95	149,84	124,40	25,16	6,1	6,1
12:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,079	-0,001	0,081	149,95	150,18	150,07	124,40	25,39	6,1	6,1
13:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,081	-0,001	0,082	150,18	150,41	150,29	124,40	25,62	6,2	6,2
14:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,082	-0,001	0,083	150,41	150,63	150,52	124,40	25,84	6,2	6,2
15:00	45	2	154	0	199	201	30	0,083	0,013	0,070	150,63	148,56	149,60	126,34	22,98	39,3	39,3
16:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,070	-0,001	0,072	148,56	148,80	148,68	124,40	24,00	5,8	5,8
17:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,072	-0,001	0,073	148,80	149,03	148,91	124,40	24,24	5,8	5,8
18:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,073	-0,001	0,075	149,03	149,26	149,14	124,40	24,47	5,9	5,9
19:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,075	-0,001	0,076	149,26	149,49	149,37	124,40	24,69	5,9	5,9
20:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,076	-0,001	0,077	149,49	149,71	149,60	124,40	24,92	6,0	6,0
21:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,077	-0,001	0,079	149,71	149,94	149,83	124,40	25,15	6,1	6,1
22:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,079	-0,001	0,080	149,94	150,17	150,05	124,40	25,37	6,1	6,1
23:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,080	-0,001	0,082	150,17	150,39	150,28	124,40	25,60	6,2	6,2
0:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,082	-0,001	0,083	150,39	150,62	150,51	124,40	25,83	6,2	6,2
1:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,083	-0,001	0,085	150,62	150,85	150,74	124,40	26,06	6,3	6,3
2:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,085	-0,001	0,086	150,85	151,08	150,96	124,40	26,29	6,3	6,3
3:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,086	-0,001	0,088	151,08	151,31	151,19	124,40	26,52	6,4	6,4
4:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,088	-0,001	0,089	151,31	151,54	151,43	124,40	26,75	6,4	6,4
5:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,089	-0,001	0,091	151,54	151,77	151,66	124,40	26,98	6,5	6,5
6:00	45	2	-17	0	28	30	30	0,091	-0,001	0,092	151,77	152,00	151,89	124,40	27,21	6,6	6,6

На основе ВЭР строится суточный график сработки-наполнения водохранилища внутри каждого месяца в году. На рисунке 2.8 изображен график сработки-наполнения водохранилища Канской ГЭС. ВЭР за весь год представлен в приложении А (таблица А.1 –А.11).

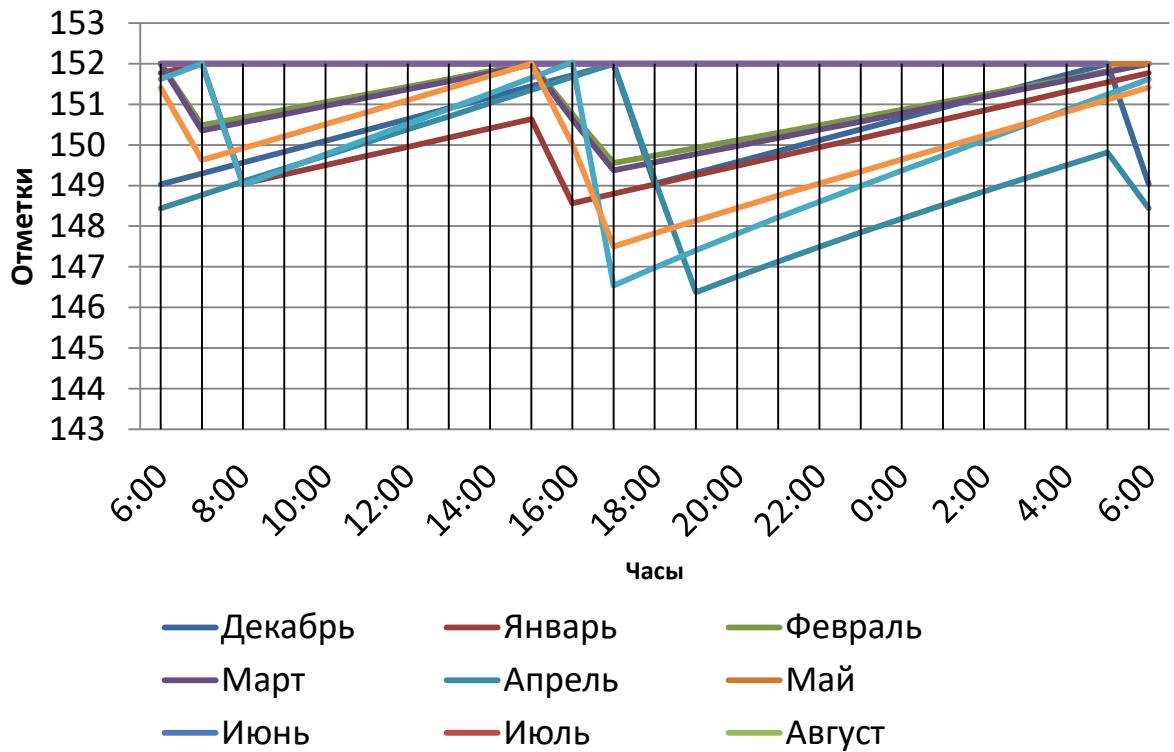


Рисунок 2.8 – График сработки-наполнения водохранилища Канской ГЭС

## 2.5 Баланс мощности энергосистемы

Исходя из результатов, полученных в ВЭР и данных по энергосистеме с существующими ГЭС в Красноярском РДУ, составляется и наносится на график баланс мощности. Результаты занесены в (Таблицу 2.5).

Таблица 2.5 – Баланс мощности энергосистемы

месяц	Нагрузка системы			Красноярская ГЭС				Богучанская ГЭС			
	P max, МВт	Pap, МВт	P нр, МВт	N раб, МВт	Nap МВт	N нр, МВт	N рем, МВт	N раб, МВт	Навр-рем, МВт	N нр, МВт	N рем, МВт
январь	10255,4	820,4	615,3	3100,0	400,0	200,0		2400,0	144,0	150,0	
февраль	10011,3	800,9	600,7	3100,0	400,0	200,0		2400,0	144,0	160,0	
март	9588,6	767,1	575,3	3100,0	400,0	200,0		2400,0	144,0	150,0	
апрель	9100,4	728,0	546,0	3100,0	400,0	200,0		2400,0	144,0	141,0	
май	8677,7	694,2	520,7	3100,0	300,0	300,0		2400,0	144,0	130,0	450
июнь	8433,6	674,7	506,0	3100,0	300,0	300,0		2400,0	114,0	110,0	572
июль	8447,9	675,8	506,9	3100,0	300,0	300,0	450,0	2400,0	144,0	110,0	596
август	8678,7	694,3	520,7	3100,0	300,0	300,0		2400,0	144,0	110,0	375,0
сентябрь	9100,4	728,0	546,0	3100,0	300,0	300,0		2400,0	144,0	130,0	413
октябрь	9588,6	767,1	575,3	3100,0	400,0	200,0		2400,0	144,0	130,0	
ноябрь	10011,3	800,9	600,7	3100,0	400,0	200,0		2400,0	144,0	241,0	
декабрь	10255,4	820,4	615,3	3100,0	400,0	200,0		2400,0	144,0	300,0	

Продолжение таблицы 2.5

месяц	Проектируемая (Канская) ГЭС				КЭС			
	N раб, МВт	Nap, МВт	N нр, МВт	N рем, МВт	N раб, МВт	Навр, МВт	N нр, МВт	N рем, МВт
январь	52,8	3,2	2,1		4702,6	273,3	263,2	
февраль	52,7	3,2	2,1		4458,6	253,7	238,6	
март	52,7	3,2	2,1		4035,9	219,9	223,2	
апрель	85,3	5,1	3,4		3515,1	178,9	201,6	
май	120,0	7,2	4,8	2,0	3057,7	243,0	85,9	450
июнь	105,0	6,3	4,2		2828,6	254,4	91,8	572
июль	99,4	6,0	4,0		2848,5	225,9	92,9	596
август	75,9	4,6	3,0		3102,8	245,7	107,7	413
сентябрь	64,2	3,9	2,6		3536,2	280,2	113,5	175
октябрь	97,1	5,8	3,9		3991,5	217,3	241,4	
ноябрь	76,3	4,6	3,1		4435,0	252,3	156,6	
декабрь	57,4	3,4	2,3		4698,0	273,0	113,0	

По таблице строится графическое изображение баланса мощности энергосистемы с отображением используемых величин (рисунок 2.9).

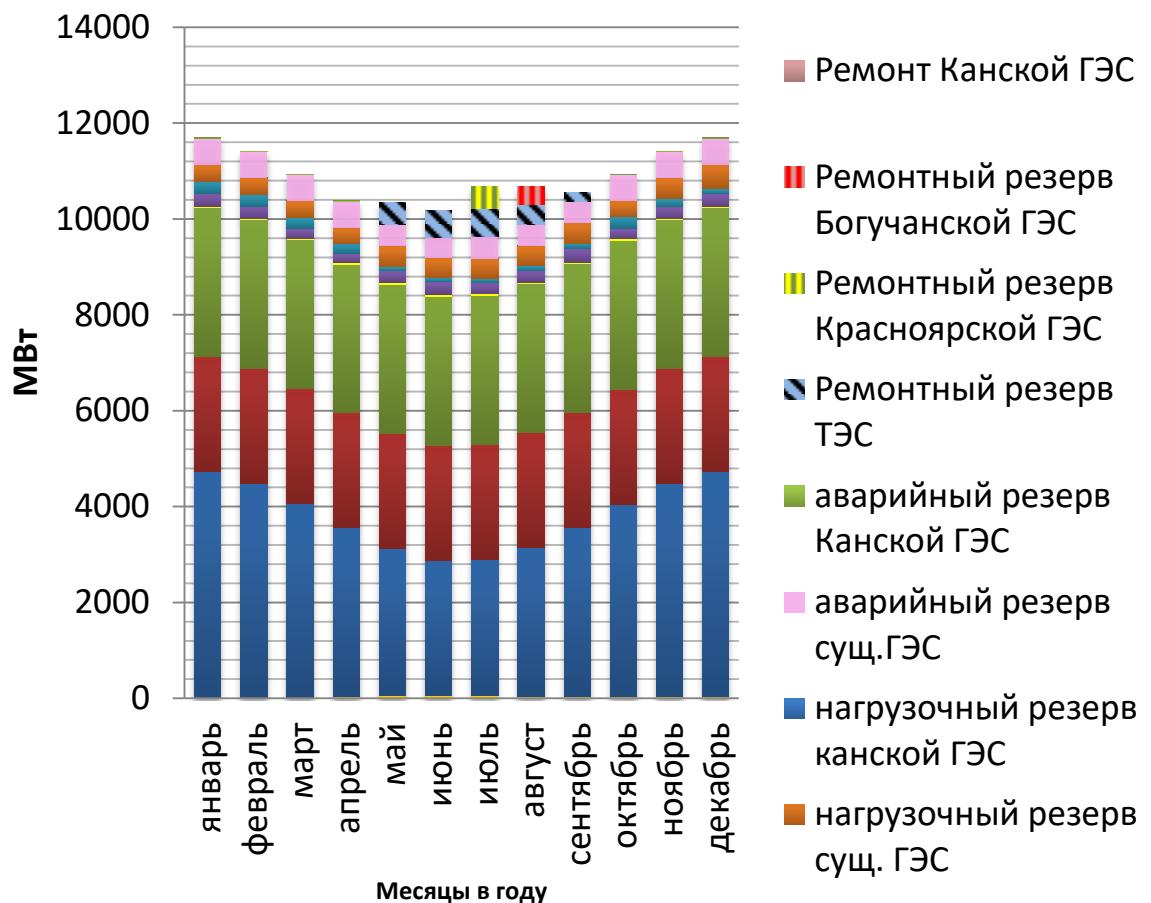


Рисунок 2.9 – Баланс мощности

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор системы и типа турбины

Выбор системы турбины осуществляется исходя из расчетов курсовой работы по дисциплине использование водной энергии. Расчеты производились с использованием методического пособия «Выбор параметров ГЭС» стр 61 [1]. В ходе работы было построено режимное поле, по которому получены 3 значения напора. Режимное поле отображено на рисунке 3.1.

$$H_{max} = 26,37 \text{ м},$$

$$H_p = 19,42 \text{ м},$$

$$H_{min} = 15,1 \text{ м.}$$

При установленной мощности станции  $N=86,4 \text{ МВт.}$

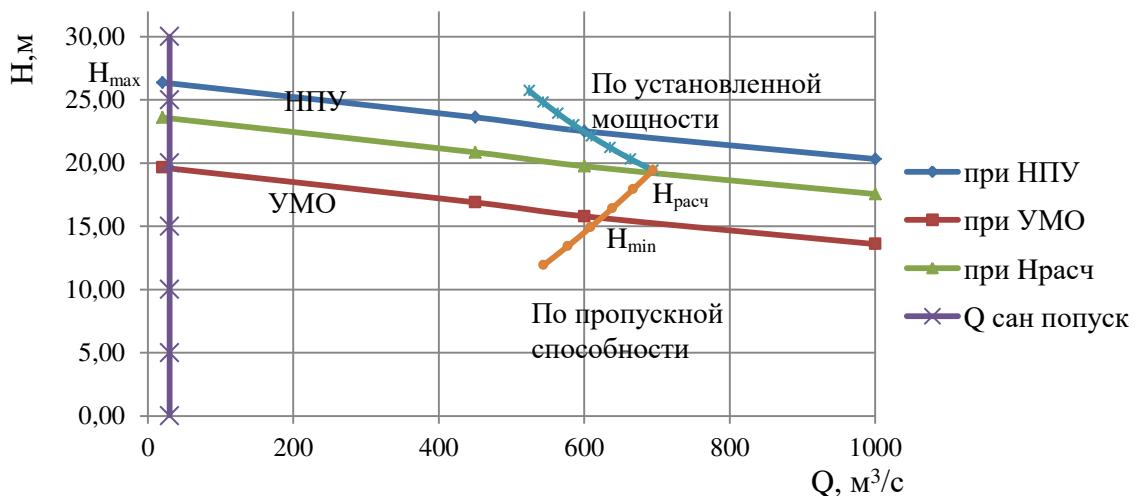


Рисунок 3.1 – Режимное поле Канской ГЭС

Для полученных измерений напора необходимо подобрать все возможные типы гидротурбин, исходя из условий:

1) Отношение минимального напора к предельному не должно быть меньше стандартного значения  $\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{15,1}{30} = 0,52$

2) Предельный напор турбины, не должен быть меньше максимального напора  $H_{max} \leq H_{пред}$ .

При максимальном напоре 26,37 м приняты к рассмотрению реактивные турбины типа ПЛ-30а и ПЛ-30б.

### 3.2 Выбор гидротурбины по главной универсальной характеристике

Чтобы осуществить выбор гидротурбины, диаметра рабочего колеса и количества агрегатов необходимо сделать комплексный расчет опираясь на пособие «Выбор параметров ГЭС» стр 61 [1]. Определить рабочую зону на ГУХ рассчитав приведенные частоты вращения и приведенный расход. Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин выбирается с учетом транспортировки к месту монтажа. Так же нужно вычислить высоту отсасывания, с условием, что высота отсасывания должна быть  $\geq -8\text{ м}$ , для обеспечения бескавитационной работы. Число гидроагрегатов должно быть больше одного и быть кратно 2-м или 3-м.

Из всех возможных гидротурбин ПЛ-30 подошла только одна ПЛ-30б с  $D_1=4\text{ м}$ , число агрегатов 4 с мощностью по 21,75 МВт. Остальные турбины не подошли по пропускной способности либо число агрегатов было бы слишком велико. Характеристики турбин приведены в таблице 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Основные характеристики для ПЛ-30а

Параметр	ПЛ 30а-В				
D1	2,8	3,15	3,55	4	4,25
КПД т	0,91	0,912	0,913	0,914	0,915
N'агр	10,246	12,998	16,547	21,054	23,794
z' шт	8,49	6,69	5,26	4,13	3,66
z а	10	8	6	6	4
N агр	9,60	12,00	16,00	16,00	24,00
d1	1,00	1,001	1,002	1,002	1,003
n'с	200,95	178,83	158,86	141,15	132,92
n'синхр	214	187,5	166,7	142,8	136,4
n'max	116,60	114,79397	114,89	110,77	112,36
n'расч	134,184	132,108	132,216	127,476	129,302
n'min	152,173	149,819	149,940	144,565	146,636
Q·кпд расч	1,504	1,485	1,377	1,228	1,632
Q·кпд max	0,987	0,974	0,890	0,806	1,070
Q min	1,296	0,844	0,663	0,522	0,462
Q max	1,018	0,646	0,508	0,400	0,354

Из ряда турбин ПЛ-30а, подходит только турбина с  $D_1=3,55\text{м}$  при этом число агрегатов будет равно 6. Но эту турбину все же придется исключить, т.к в варианте ПЛ-30б есть более выгодное решение для проекта Канской ГЭС.

Таблица 3.2 - основные характеристики для ПЛ-30б

Параметр	ПЛ 30б-В				
D1	2,8	3,15	3,55	4	4,25
КПД т	0,911	0,912	0,913	0,914	0,914
N'агр	10,510	13,335	16,978	21,772	24,418
z' шт	8,278	6,524	5,124	3,996	3,563

Продолжение таблицы 3.2

Параметр	ПЛ 306-В				
z <sub>a</sub>	10	8	6	4	4
N агр	8,7	10,875	14,5	21,75	21,75
d <sub>1</sub>	1,00	1,002	1,002	1,003	1,003
n'c	205,395	182,093	161,417	143,425	135,066
n'синхр	214,3	187,5	166,7	150	136,4
n' макс	117,86	116,32	116,66	118,14	114,08
n'расч	135,64	133,86	134,26	135,96	131,28
n'min	153,820	151,805	152,253	154,187	148,884
Q'кпд расч	1,363	1,346	1,413	1,446	1,479
Q'кпд max	0,894	0,883	0,927	0,949	0,970
Q min	1,308	1,036	0,817	0,642	0,569
Q max	1,027	0,814	0,641	0,505	0,447

В ряде турбин ПЛ-306 подошли 2 турбины с диаметром D<sub>1</sub>=3,55м и D<sub>1</sub>=4м. Но в соответствии с СТО РусГидро 01.01.78-2012 [5], необходимо стремиться к выбору минимального числа агрегатов и принимать наибольшую технически возможную мощность каждого из них. Следовательно, выбирается турбина с D<sub>1</sub>=4м с числом агрегатов z<sub>a</sub>=4, так же при данном техническом решении за счет масштабного эффекта наблюдается более высокий КПД.

### 3.3 Определение заглубления РК

Отметка установки РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{h.\bar{o.}}(Q_{h.\bar{o.}}) + H_s, \quad (3.1)$$

где Z<sub>h. $\bar{o.$ }</sub>(Q<sub>h. $\bar{o.$ }</sub>) – отметка уровня воды в НБ при Q<sub>h. $\bar{o.$ }</sub>, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H<sub>s</sub>.

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

- Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H<sub>min</sub>;
- Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H<sub>расч</sub>;
- Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H<sub>max</sub>.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{h.\bar{o.}}(Q_{h.\bar{o.}})}{900} - 5 \cdot H - 1,5, \quad (3.2)$$

где B = 10,33 м. вод. ст. – барометрическое давление;

Z<sub>h. $\bar{o.$ }</sub>(Q<sub>h. $\bar{o.$ }</sub>) – отметка НБ при данном расходе;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий.

### 3.4 Работа одного гидроагрегата при $H_{min}$

На главной универсальной характеристике (приложение Б) гидротурбины ПЛ-30б-В для проектируемой ГЭС находим точку работы одного гидроагрегата с номинальной мощностью при  $H_{min}$  (точка 1).

Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H} = 1,450 \cdot 4^2 \cdot \sqrt{15,1} = 90,15 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.3)$$

В найденной точке определяем  $\sigma = 0,43$ . По кривой связи НБ определяем

$$Z_{HB}(Q_{app1}) = 127,63 \text{ м.}$$

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.2):

$$H_s = 10,33 - \frac{127,63}{900} - 0,43 \cdot 15,1 - 1,5 = 2,19 \text{ м.}$$

### 3.5 Работа одного гидроагрегата с номинальной мощностью при $H_{расч}$

На главной универсальной характеристике (приложение Б) гидротурбины ПЛ-30б-В для проектируемой ГЭС находим точку работы одного гидроагрегата с номинальной мощностью при  $H_{расч}$  (точка 2).

Пересчитаем расход в этой точке по формуле (3.3):

$$Q = 1,550 \cdot 4^2 \cdot \sqrt{19,42} = 109,29 \text{ м}^3/\text{с}.$$

В найденной точке определяем  $\sigma = 0,52$ . По кривой связи НБ определяем

$$Z_{HB}(Q_{app1}) = 128,29 \text{ м.}$$

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.2) :

$$H_s = 10,33 - \frac{128,29}{900} - 0,52 \cdot 19,42 - 1,5 = -1,41 \text{ м.}$$

### 3.6 Работа одного гидроагрегата при $H_{max}$

На главной универсальной характеристике (приложение Б) гидротурбины ПЛ-30б-В для проектируемой ГЭС находим точку работы одного гидроагрегата с номинальной мощностью при  $H_{max}$  (точка 3).

Пересчитаем расход в этой точке по формуле (3.3):

$$Q = 1,02 \cdot 4^2 \cdot \sqrt{26,37} = 102,9 \text{ м}^3/\text{с} = 79,3 \text{ м}^3/\text{с}.$$

В найденной точке определяем  $\sigma = 0,23$ . По кривой связи НБ определяем

$$Z_{HB}(Q_{aep1}) = 125,63 \text{ м.}$$

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.2):

$$H_s = 10,33 - \frac{125,63}{900} - 0,23 \cdot 26,37 - 1,5 = 2,63 \text{ м.}$$

Отметка расположения РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле (3.1):

- при  $H_s = 2,19 \text{ м.}$

$$\nabla Z_{p,k} = 127,63 + 2,19 = 129,82,$$

- при  $H_s = -1,41 \text{ м.}$

$$\nabla Z_{p,k} = 128,29 - 1,41 = 126,88,$$

- при  $H_s = 3,42 \text{ м.}$

$$\nabla Z_{p,k} = 125,63 + 2,63 = 128,26.$$

Таким образом, отметка заглубления РК для турбины ПЛ306-В

$$\nabla Z_{p,k} = 126,88.$$

### 3.7 Выбор гидрогенератора

Исходя, из данных гидротурбины можно выбрать генератор по значениям синхронной частоты вращения и номинальной мощности. Данные для генератора были взяты по справочным данным [2].

Для выбранной турбины мощностью 21,75 МВт подходит гидрогенератор СВ 750/75-40

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{f \cdot 60}{n_c} = \frac{50 \cdot 60}{150} = 20. \quad (3.3)$$

Удельная нагрузка (кажущаяся мощность, приходящаяся на один полюс):

$$S^* = \frac{S_{\text{H}}}{2p} = \frac{27}{20} = 1,35 \text{ МВ. А.} \quad (3.4)$$

Полюсное деление:

$$\tau^* = AS^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,35^{0,239} = 0,485 \text{ м.} \quad (3.5)$$

где  $A$  и  $\alpha$  –эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора  $D_i$ :

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot p}{\pi} = \frac{0,485 \cdot 40}{3,14} = 6,18 \text{ м.} \quad (3.6)$$

Так же нужно проверить, не будет ли при данном диаметре выходить за пределы окружная скорость ротора в разгонном режиме, величина которой  $v_{np} = 160 \text{ м/с}$  для генераторов с кажущейся мощностью  $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$

Предельная окружная скорость:

$$v_{np} = \frac{\pi D_i k_{\text{разг}} n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 6,18 \cdot 2,14 \cdot 150}{60} = 103,8 \text{ м/с,} \quad (3.7)$$

где  $k_{\text{разг}}$  – коэффициент разгона.

Предельная окружная скорость ротора при диаметре  $D_i = 6,18$  в разгонном режиме не превысила допустимых значений.

Высота активной стали стандартизована  $l_a = 1 \text{ м.}$

Основные размеры гидрогенератора вертикальной компоновки сведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Основные размеры генератора Канской ГЭС

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	$(1,7 \div 1,9)l_a$	1,7 м
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05 + 0,0017n_c)D_i$	8,06 м
	Диаметр активной стали $D_a$	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	6,88 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{\text{в.к.}}$	$(0,1 \div 0,12)D_i$	0,68 м
	Диаметр лучей $D_{\text{в.к.}}$	$D_{\text{ст}}$	8,06 м
Подпятник	Высота $h_{\text{пп}}$	$(0,15 \div 0,2)D_i$	1,05 м
	Диаметр кожуха $D_{\text{пп}}$	$(0,4 \div 0,5)D_i$	2,78 м
Нижняя крестовина	Высота $h_{\text{н.к.}}$	$(0,25 \div 0,30)D_{\text{пп}}$	1,26 м
	Диаметр лучей $D_{\text{н.к.}}$	$D_{\text{пп}} + 0,4$	5,82 м
Надстройка	Высота $h_0$	$0,3 \div 0,5$	0,4 м
	Диаметр $d_0$	$(0,2 \div 0,25)D_i$	1,24 м

Основные параметры выбранного генератора вынесены в таблицу 3.4  
 Таблица 3.4 – Основные параметры генератора Канской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	27
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	21,6
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	1,49
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	150
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	1,09
Переходное сопротивление	$X'_d$	о.е.	0,28
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,21
Исполнение	зонтичное		

### 3.8 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Маслонапорная установка является наиболее крупным элементом системы регулирования, размещение МНУ должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. В зависимости от суммарного объема сервомоторов, определяется объем масловоздушного котла, а так же размеры и габариты МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», стр. 144 [3], определяется тип МНУ:

МНУ 1,6/1 – 40 – 2,5 – 2 – это маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью  $1,6 \text{ м}^3$ , состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа ( $40 \text{ кгс/см}^2$ ), с маслонасосным агрегатом ГА 1,6/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью  $2,5 \text{ м}^3$  с 2 насосами.

### 3.9 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице 9.2, стр. 103 пособия Щавелева определяется тип ЭГР. Для поворотно-лопастной турбины с диаметром  $D_1 < 5$  метров это ЭГРК-МП-100-4; тип панели электрооборудования ЭГР-МП; тип гидромеханической колонки управления ЭГРК-100-4.

### 3.10 Выбор кранового оборудования

Масса РК гидротурбины по справочным данным:

$$G_T = 206,3 \text{ м},$$

Масса ротора гидрогенератора:

$$G_p = 148,1 \text{ м},$$

Масса статора гидрогенератора:

$$G_p = 142,9 \text{ м.}$$

По вышеуказанным значениям массы отдельных частей основного оборудования, а также по справочным данным пособия «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», часть 2, стр. 51 [4], к установке принимается мостовой кран М250/32. Пролет крана  $L_k=15,5$  м, высота крюка – 1,95 м, ширина крана  $B = 10,5$  м.

### 3.11 Геометрические размеры здания ГЭС

Ширина агрегатного блока:

$$B_{\delta_l} = (2,8 \div 3,2) \cdot D_1 = 3 \cdot 4 = 12 \text{ м} \quad (3.8)$$

Длина здания ГЭС поперек течения:

$$L_{ГЭС} = n \cdot B_{\delta_l} + L_{mn} = 4 \cdot 12 + 21,6 = 69,6 \approx 70 \text{ м} \quad (3.9)$$

Длина монтажной площадки:

$$\begin{aligned} L_{mn} &= 1,3B_{\delta_l} + B_{kp} = 1,3B_{\delta_l} + 0,5 \cdot B_{\delta_l} = 1,3 \cdot 12 + 0,5 \cdot 12 = \\ &= 21,6 \end{aligned} \quad (3.10)$$

Ширина здания ГЭС вдоль течения:

$$B_{ГЭС} = (7,5 \div 8,5) \cdot D_1 = 7,65 \cdot 4 = 30,6 \text{ м}, \quad (3.11)$$

Так же ширину здания ГЭС можно посчитать по другой формуле:

$$\begin{aligned} B_{ГЭС} &= L_h + L_e = 3,859 \cdot D_1 + 3,794 \cdot D_1 = 3,859 \cdot 4 + 3,794 \cdot 4 = \\ &= 30,6 \text{ м} \end{aligned} \quad (3.12)$$

где  $L_B$  – расстояние с верховой стороны от начала фундаментной плиты до продольной оси здания ГЭС

$L_h$  – расстояние с низовой стороны от продольной оси здания ГЭС до конца фундаментной плиты.

Ширина машинного зала:

$$B_{mz} = D_{cm} + (4 \div 6) = 8,06 + 6 = 14,06 \quad (3.13)$$

Высота машинного зала:

$$H'_{mz} = H_c + H_h + H_p + H_3 + H_e + H_n \quad (3.14)$$

где  $H_c$  - высота устройства статического полупроводникового возбуждения, принимается равной 1,5 м;

$H_h$  - запас по высоте, 0,5 м;

$H_p$  - высота рабочего колеса  $H_p = 4,4$  м;

$H_3$  – высота моста крана с захватным приспособлением  $H_3 = 4,8$  м;

$H_e$  - вынос главного крюка по высоте, для выбранного крана 1,95 м;

$H_n$  - запас до потолка, принимаем 1,5 м.

$$H'_{mz} = 1,5 + 0,5 + 4,4 + 4,8 + 1,95 + 1,5 = 14,65 \text{ м}$$

## **4 Электрическая часть**

### **4.1 Выбор структурной схемы ГЭС**

Выбор главной схемы электрических соединений является крайне ответственным этапом проектирования электрических станций. От выбора схемы зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации и безопасность обслуживания.

Основные требования, которым должна соответствовать главная схема выдачи мощности на ГЭС в соответствии со стандартом [1]:

1. Надежность – устойчивая работа при разных режимах нагрузки, предотвращение недопустимых токов перегрузки оборудования.
2. Экономичность - минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.
3. Удобство эксплуатации – заключается в наглядности и простоте схемы, снижающих вероятность ошибочных действий персонала, возможность минимизации количества переключений при изменении режима.
4. Техническая гибкость - способность адаптации электроустановки при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах.
5. Унифицированность – характеризуется применением ограниченного числа типовых схем. Использование типовых решений для снижения материальных и финансовых затрат на проектирование, монтаж, пусконаладку и эксплуатацию электроустановки.

С учетом основных требований было принято решение в качестве РУ, будет использовано ОРУ. Капитальные вложения в ОРУ колоссально ниже, чем в КРУЭ, но при этом ОРУ соответствует всем предъявленным требованиям проектируемой станции.

Электрические схемы гидроэлектростанций строятся по блочному принципу. Генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высшем напряжении, где предусматривается РУ.

Используются схемы, как с простыми блоками, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд.

Для Кансской ГЭС есть возможность применить две схемы соединения, такие как: схема с простыми блоками и схема с укрупненными блоками (схемы представлены на рисунках 4.1 и 4.2). Для правильного выбора главной схемы необходимо произвести технико-экономический расчет.

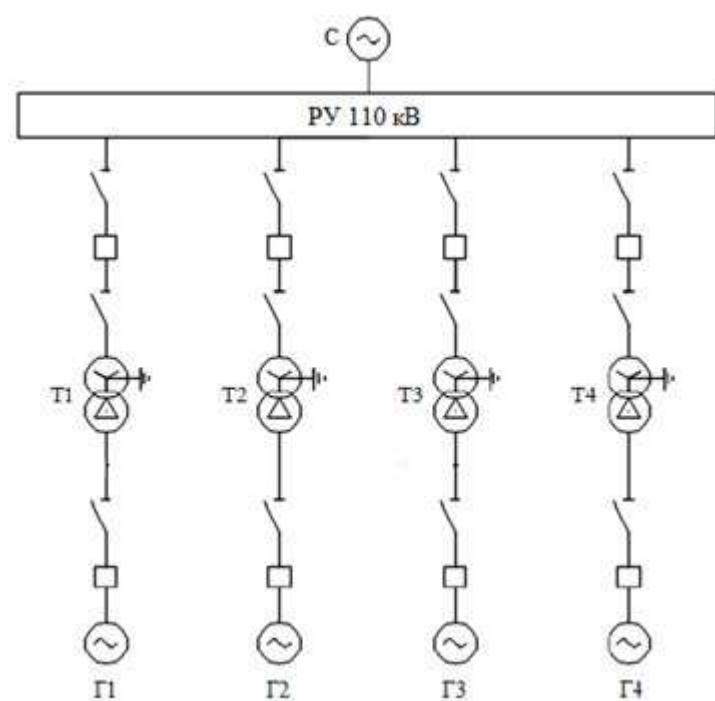


Рисунок 4.1 – Схема с простыми блоками

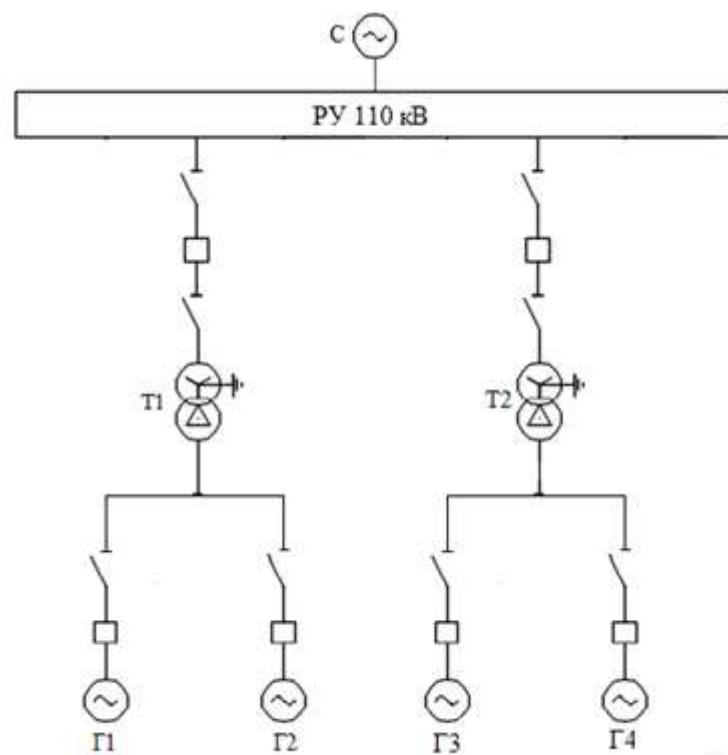


Рисунок 4.2 – Схема с укрупненными блоками

## 4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

### 4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов

В схеме с простыми блоками к каждому генератору подключается один трансформатор. Исходя из этого расчётная мощность трансформатора:

$$S_{расч} = \frac{N_a - \alpha_{c.n.} \cdot N_a}{\cos\varphi} = \frac{21,6 - 0,01 \cdot 21,6}{0,8} = 26,73 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» [2] выбираем трансформатор ТД-40000/110УХЛ1 число таких трансформаторов составит 4 шт. Каталожные данные сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – ТД-40000/110УХЛ1

Тип изделия, обозначение нормативного документа		ТД-40000/110УХЛ1
Номинальная мощность, кВ · А		40000
Номинальное напряжение обмоток, кВ	ВН	121
	НН	10,5
Схема и группа соединения обмоток		Y <sub>Н</sub> /D-11
Потери, кВт	ХХ	23
	КЗ	160
Напряжение КЗ, %		10,5
Ток ХХ		0,15
Габаритные размеры, мм		6000x3950x5900
Масса полная, кг		65000

В схеме с укрупненными блоками требуется 2 трансформатора на 4 генератора.

Исходя из этого расчетная мощность трансформатора:

$$S_{расч} = \frac{N_a - \alpha_{c.n.} \cdot N_a}{\cos\varphi} = \frac{43,2 \cdot 2 - 0,01 \cdot 43,2}{0,8} = 53,46 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.2)$$

По каталогу ООО “Тольяттинский Трансформатор” [2] выбираем трансформатор ТД-63000/110УХЛ1. Каталожные данные сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – ТД-63000/110УХЛ1

Тип изделия, обозначение нормативного документа		ТД-63000/110УХЛ1
Номинальная мощность, кВ · А		63000
Номинальное напряжение обмоток, кВ	ВН	121
	НН	10,5
Схема и группа соединения обмоток		Yн/D-11
Потери, кВт	XX	35
	КЗ	320
Напряжение КЗ,%		10,5
Ток XX		0,25
Габаритные размеры, мм		5950x4750x6180
Масса полная, кг		7660

#### 4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчётная мощность трансформатора собственных нужд [15]:

$$S_{расч} = \frac{\alpha_{с.н.} \cdot N_{уст}}{\cos\phi} = \frac{0,01 \cdot 86,4}{0,8} = 1080 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

Для обеспечения собственных нужд выбираются сухие трансформаторы, что бы обеспечить пожаробезопасность в соответствии со стандартом [3], так же трансформаторов должно быть не менее 2-х. При выходе из строя одного из трансформаторов собственных нужд, мощности одного трансформатора должно хватить на обеспечение всех собственных нужд станции. Трансформаторы выбирались по каталогу ЭТК «Русский трансформатор» [4]. Есть несколько вариантов выбора трансформаторов с.н (Таблица 4.3):

Таблица 4.3 – трансформаторы собственных нужд

Трансформатор с.н	ТС – 1250 кВА/6(10)/0,4 кВ	ТСЛ – 1250 кВА/6(10)/0,4 кВ
Количество	2	2
Цена за штуку	931 тыс.руб	1251 тыс.руб
Полная стоимость	1862 тыс.руб	2502 тыс.руб

При одинаковых характеристиках трансформатор ТС-1250 имеет более низкую цену в отличии от ТСЛ-1250.

Каталожные данные трансформатора ТСЛ-1250 сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – ТС-1250

Тип изделия, обозначение нормативного документа		ТС-1250
Номинальная мощность, кВ · А		1250
Номинальное напряжение обмоток, кВ	ВН	10
	НН	0,4
Схема и группа соединения обмоток		Yн/D-11
Потери, кВт	XX	1,51
	КЗ	11,4

#### Продолжение таблицы 4.4

Тип изделия, обозначение нормативного документа	ТС-1250
Напряжение КЗ,%	6
Ток ХХ	1,6
Габаритные размеры, мм	1710x970x1690
Масса полная, кг	2850

### 4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Для того что бы произвести технико-экономический расчет, необходимо рассчитать издержки на потери электроэнергии в трансформаторах, капитальные вложения на основное электрическое оборудование и приведенные затраты для всех возможных вариантов для Канской ГЭС.

#### 4.3.1 Стоимость силовых трансформаторов

При схеме с простыми блоками потребуется 4 силовых трансформатора ТД 40000/110 со стоимостью 12768 тыс.руб шт. Итого потраченная сумма на трансформаторы составит: 51072 тыс.руб.

При схеме с укрупненными блоками потребуется 2 силовых трансформатора ТД 63000/110 со стоимостью 25137 тыс.руб шт. Итого потраченная сумма на трансформаторы составит: 50274 тыс.руб.

На первый взгляд экономически целесообразной выглядит схема с укрупненными блоками, но для более точного анализа необходимо произвести расчеты трансформаторов на потери мощности.

#### 4.3.2 Расчет потерь мощности в силовых трансформаторах

Потери в трансформаторах с простыми блоками:

$$r_{t1} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{nom}^2}{S_{nom}^2} = \frac{160 \cdot 110^2}{40000^2} = 0,0012 \text{ Ом}, \quad (4.4)$$

$$\Delta P_1 = \left( \frac{P^2 + Q^2}{U_{nom}^2} \cdot r_t + P_{xx} \right) \cdot n = \left( \frac{21600^2 + 5400^2}{115^2} \cdot 0,0012 + 23 \right) \cdot 4 \quad (4.5)$$

$$= 271,92 \text{ кВт},$$

Потери в трансформаторах с укрупненными блоками:

$$r_{t2} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{nom}^2}{S_{nom}^2} = \frac{320 \cdot 110^2}{63000^2} = 0,001 \text{ Ом}, \quad (4.6)$$

$$\Delta P_2 = \left( \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot r_T + P_{xx} \right) \cdot n = \left( \frac{43200^2 + 10800^2}{121^2} \cdot 0,001 + 35 \right) \cdot 2 = \\ 340,86 \text{ кВт}, \quad (4.7)$$

где  $n$  – число трансформаторов.

### 4.3.3 Расчет издержек

Издержки при использовании в схеме простых блоков:

$$F_p = \Delta P_1 \cdot \gamma \cdot T_{\max} = 271,92 \cdot 0,3 \cdot 2850 = 232,49 \text{ тыс.руб}, \quad (4.8)$$

Издержки при использовании в схеме укрупненных блоков:

$$F_y = \Delta P_2 \cdot \gamma \cdot T_{\max} = 340,86 \cdot 0,3 \cdot 2850 = 291,44 \text{ тыс.руб}; \quad (4.9)$$

где  $\gamma$  – удельная стоимость одного кВт/часа равное 0,3 руб;

$T_{\max}$  = максимальное число часов использования  $N_{\text{уст.}}$ .

### 4.3.4 Капитальные затраты

При применении простых блоков, главной схемой ГЭС будет являться схема с одной секционированной системой сборных шин с числом ячеек  $z_y = 9$ .

При применении укрупненных блоков, главной схемой ГЭС будет являться схема шестиугольник с числом ячеек  $z_y = 6$ .

Капитальные затраты при схеме с простыми блоками:

$$K_p = n_{ct1} \cdot C_{ct1} + n_{tch1} \cdot C_{tch1} + z_y + C_y = \\ = 4 \cdot 12768 + 2 \cdot 931 + 9 \cdot 36900 = 385034 \text{ тыс. руб}, \quad (4.10)$$

Капитальные затраты при схеме с укрупненными блоками:

$$K_y = n_{ct2} \cdot C_{ct2} + n_{tch2} \cdot C_{tch2} + z_y + C_y = \\ = 2 \cdot 25137 + 2 \cdot 931 + 6 \cdot 36900 = 273536 \text{ тыс. руб}, \quad (4.11)$$

где  $n_{ct}$  – количество силовых трансформаторов шт;

$n_{tch}$  – количество трансформаторов собственных нужд шт;

$z_y$  – количество ячеек шт;

$C_{ct}$  – цена силовых трансформаторов тыс. руб;

$C_{tch}$  – цена трансформаторов собственных нужд тыс. руб;

$C_y$  – цена ячейки тыс. руб.

Приведенные затраты при схеме с простыми блоками:

$$Z_p = E_h \cdot K_p + F_p = 0,15 \cdot 385034 + 232,49 = 57930,1 \text{ тыс. руб}, \quad (4.12)$$

Приведенные затраты при схеме с укрупненными блоками:

$$Z_y = E_h \cdot K_y + F_y = 0,15 \cdot 273536 + 291,44 = 41226,1 \text{ тыс. руб}, \quad (4.13)$$

где – коэффициент экономической эффективности  $E_h = 0,15$   
 $\Delta Z = 40,5\%$

Исходя из расчета приведенных затрат необходимо сделать вывод, что схема с укрупненными блоками является наиболее экономически выгодной. Далее все расчеты будут производиться для схемы с укрупненными блоками.

#### 4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

Количество линий:

$$n_L = \frac{S_{уст} - S_{с.н}}{\frac{P_{пр} \cdot K_{110}}{\cos \omega_c}} + 1 = \frac{108 - 1,08}{\frac{30 \cdot 1,4}{0,85}} + 1 = 3,16 \Rightarrow 4 \text{ шт}, \quad (4.14)$$

где  $S_{уст}$  – полная установленная мощность ГЭС;

$S_{с.н}$  – мощность, отведенная на собственные нужды ГЭС;

$P_{пр}$  – пропускная способность линии в соответствии со стандартом;

$K_{110}$  – поправочный коэффициент;

$\cos \omega_c$  – коэффициент мощности системы.

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$\Sigma S = z_a \cdot \frac{N_a - P_{с.н}}{\cos \varphi} = 4 \cdot \frac{21,6 - 1,08}{0,8} = 102,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.15)$$

Ток в воздушной линии:

$$I_{вл} = \frac{\Sigma S}{z_a \cdot \sqrt{3} \cdot U_{РУ}} = \frac{102,6}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,134 \text{ кА}, \quad (4.16)$$

Расчетный ток воздушной линии:

$$I_{расч} = a_i \cdot a_t \cdot I_{вл} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 0,134 = 0,148 \text{ кА}, \quad (4.17)$$

Проверочный ток воздушной линии:

$$I_{\text{пов}} = 2 \cdot I_{\text{расч}} = 2 \cdot 0,148 = 0,296 \text{ кA}, \quad (4.18)$$

По величине расчетного тока выбирается провод марки АС120/19 с параметрами:

$$I_{\text{доп}} = 390 \text{ A};$$

$$P_{\text{доп}} = 68,7 \text{ МВт}$$

Расчет тока для проверки сечения кабеля по нагреву:

$$I_{\text{вл}} = \frac{\Sigma S}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{py}}} = \frac{102,6}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,18 \text{ кA}, \quad (4.19)$$

$I_{\text{доп}}(0,39) > I_{\text{пов}}(0,296)$  условие по нагреву провода выполняется

#### 4.5 Выбор схемы РУ ВН

Число присоединений РУ-110 кВ: 6 (4 ВЛЭП 110 кВ, 2 блока).

При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ, согласно стандарту ФСК [5], выбираем схему шестиугольник. Выбранная схема РУ в упрощенном виде представлена на Рисунке 4.3.

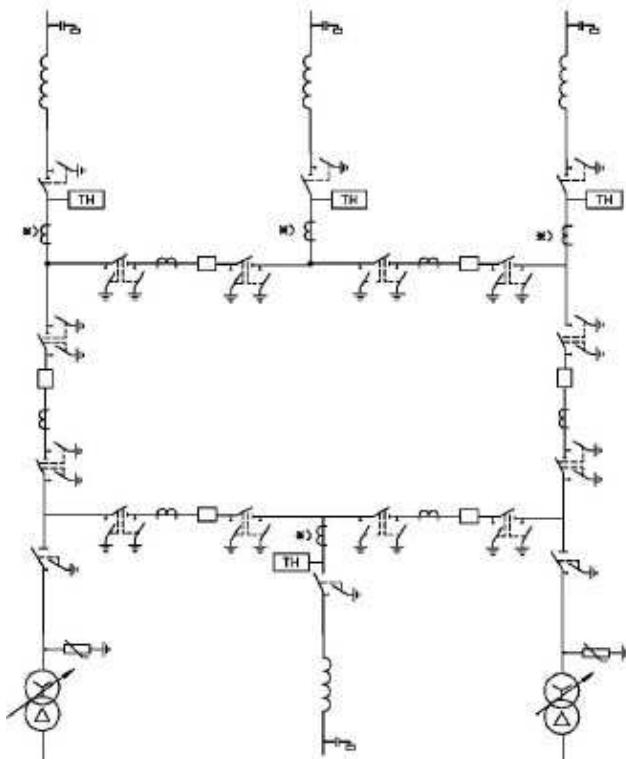


Рисунок 4.3 – Обобщенная схема шестиугольник

## 4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного КЗ в главной схеме с помощью программного комплекса RastrWin

### 4.6.1 Расчет исходных данных

Сопротивления синхронных генераторы:

$$x_{\Gamma 1,2,3,4} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,21 \cdot \frac{10,5^2}{27} = 0,86 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

$$r_{\Gamma 1,2,3,4} = \frac{x_1}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,86}{314 \cdot 0,045} = 0,061 \text{ Ом}, \quad (4.21)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное продольное сопротивление генератора;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{ном}}$  – полная мощность генератора.

Сопротивления силовых трансформаторов:

$$x_{m_{1,2}} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{63} = 24 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

$$r_{m_{1,2}} = \Delta P_k \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,32 \cdot \frac{121^2}{63} = 0,074 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

ЭДС генераторов:

$$E_c = E_*'' U_{\delta} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ} \quad (4.24)$$

где  $E_*''$  – сверхпереходная ЭДС.

ЭДС энергосистемы:

$$E_c = 121 \text{ кВ}$$

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС120/19 [6]:

$$x_{o,yd} = 0,366 \text{ Ом/км},$$

$$r_{o,yd} = 0,244 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивления воздушной линии 110 кВ:

$$x_3 = x_{o,y\partial} \cdot l = 0,366 \cdot 21,4 = 7,83 \text{ Ом},$$

$$r_3 = r_{o,y\partial} \cdot l = 0,244 \cdot 21,4 = 5,22 \text{ Ом}.$$

где  $l$  – длина линии электропередачи.

#### 4.6.2 Расчет токов КЗ

Ниже представлены таблицы с внесёнными в ПК исходными данными (таблица 4.5 – 4.7) и обработанными результатами расчёта (таблица 4.8).

Таблица 4. 5 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ
зак	1	Генератор 1	10,5
зак	2	Генератор 2	10,5
зак	3	ОРУ	121
у	4	Система	121

Таблица 4.6 – Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	R	X	Kт/г
Тр-р	Тр-р	4	1	0,97	21,26	0,095
Тр-р	Тр-р	4	2	0,97	21,26	0,095
ЛЭП	Выкл	3	4	88,16	4,32	0

Таблица 4.7 –Исходные данные по генераторам

Название	N узла	r	x	r2	X2	E
Генератор 1	1	0,076	1,07	0,08	1,07	11,87
Генератор 2	2	0,076	1,07	0,08	1,07	11,87
Система	4	8,02	88,16	7,34	80,66	110,00

Таблица 4.8 – Результаты расчета

Тип	П1	$I_{\text{n},0}$
3ф	1	13,21
3ф	3	1,55
1ф	3	2,84

#### 4.7 Выбор электрических аппаратов

##### 4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме

функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчетный ток присоединения генераторов 10,5 кВ Г1-Г4:

$$I_{Граб. max} = 1,05 \cdot \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot U_{Гном}} = 1,05 \cdot \frac{27}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,559 \text{ кA}, \quad (4.25)$$

Расчетный ток присоединения трансформаторов к РУ 110кВ определяется рабочим током генератора:

$$I_{Tраб. max} = 1,05 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{T.BH}} = 1,05 \cdot \frac{27}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,142 \text{ кA} \quad (4.26)$$

Присоединение ТСН на генераторном напряжении 10,5 кВ:

$$I_{TCHраб. max} = 1,05 \cdot \frac{S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot U_{tch.nom}} = 1,05 \cdot \frac{0,63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,036 \text{ кA} \quad (4.27)$$

Присоединения линий связи с системой 110 кВ:

$$I_{BЛраб. max} = \frac{S_e \cdot n_e}{\sqrt{3} \cdot n_l \cdot U_{nom}} = \frac{27 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = 0,142 \text{ кA} \quad (4.28)$$

Утяжеленный режим:

$$I_{BЛраб. утяж} = \frac{S_e \cdot n_e}{\sqrt{3} \cdot (n_l -) \cdot U_{nom}} = \frac{27 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot (4 - 1) \cdot 110} = 0,189 \text{ кA} \quad (4.29)$$

#### 4.7.2 Выбор и проверка аппаратов 110 кВ

Климат региона, где расположена проектируемая станция, и наличие территории позволяет применить в качестве распределительного устройства ОРУ. Данное решение позволить сократить капиталовложения.

#### 4.7.3 Выбор выключателя генератора и разъединителя

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем вакуумный выключатель ВГГ-10 фирмы «Высоковольтный союз» Екатеринбург [7]. Так же был выбран разъединитель РВК -10/2000. Технические характеристики ВГГ-10 сведены в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Каталожные данные ВГГ-10

Расчетные данные	ВГГ-10
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = до 12 \text{ кВ}$
$I_{раб.max} = 1,6 \text{ кА}$	$I_{ном} = 4 \text{ кА}$
$I_{no} = 13,21 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 20,12 \text{ кА}$	$i_y = 161 \text{ кА}$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

-термическая стойкость:

$$B_{\kappa,расч} = I_{no}^2 \cdot (t_{откл} + t_{pза}) = 13,21^2 \cdot (0,08 \cdot 0,01) = 0,14 \text{ кA}^2 \cdot c, \quad (4.30)$$

$$B_{\kappa,норм} = I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кA}^2 \cdot c \quad (4.31)$$

$B_{\kappa,расч} < B_{\kappa,норм}; \quad 0,14 < 11907$  – неравенство выполняется.

-динамическая стойкость:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) = \sqrt{2} \cdot 13,21 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,045}} \right) = 20,12 \text{ кА} \quad (4.32)$$

$i_y \leq i_{np.скв}; \quad 20,12 < 161$  – неравенство выполняется

Выключатель прошел проверку на термическую и динамическую стойкость.

#### 4.7.4 Выбор выключателя и разъединителя 110 кВ на РУ

Для распределительного устройства был выбран выключатель ВЭБ-110 (выключатель элегазовый баковый) «Энергомаш» Екатеринбург. Каталожные данные представлены в таблице 4.10. Так же был выбран разъединитель РГ-110/1000.

Таблица 4.10 – Каталожные данные ВЭБ -110

Расчетные данные	ВГГ-10
$U_{сети.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.max} = 0,6 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2,5 \text{ кА}$
$I_{no} = 13,21 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 33,64 \text{ кА}$	$i_{np.скв} = 102 \text{ кА}$

Расчетные токи:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) = \sqrt{2} \cdot 13,21 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,045}} \right) = 33,64 \text{ кA} \quad (4.33)$$

Термическая стойкость:

$$B_{\kappa,расч} = I_{no}^{(3)} \cdot (t_{откл} + t_{рез}) = 13,21^2 \cdot (0,07 \cdot 0,01) = 0,122 \text{ кA}^2 \cdot с \quad (4.34)$$

$$B_{\kappa,норм} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кA}^2 \cdot с \quad (4.35)$$

$$B_{\kappa,расч} < B_{\kappa,норм}; \quad 0,044 < 2,8 - \text{неравенство выполняется}$$

Динамическая стойкость:

$$i_y \leq i_{np.скв}; \quad 33,64 < 102 - \text{неравенство выполняется.}$$

#### 4.7.5 Выбор измерительных ТН и ТТ в ветви генератора

В качестве трансформатора напряжения был выбран ЗИОЛ-10У1. Двухполюсный трансформатор напряжения ЗИОЛ, производит предприятие «Самарский трансформатор». Предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц, класса напряжения 10 кВ.

Так же был выбран трансформатор тока ТЛК – 10. Обмотки трансформатора находятся в литой изоляции, что обеспечивает защиту обмоток от механических воздействий и климатических условий.

#### 4.7.6 Выбор измерительного трансформатора напряжения в РУ

Для РУ был выбран трансформатор напряжения ЦТН-110, предназначен для питания электроизмерительных приборов, цепей защиты сигнализации.

#### 4.7.7 Выбор ОПН для РУВН и генератора

ОПН предназначен для защиты электрических цепей станции от перенапряжений, вследствие которых может пострадать основное оборудование станции. Был выбран ОПН-П 10/10,5/10 УХЛ1 со стороны высшего и низшего напряжения соответственно. Производитель «Урал Энерго» Екатеринбург.

#### **4.7.8 Выбор анализатора в цепи статора**

Выбран анализатор SPM33 с классом точности 0,5 и потребляемой мощностью  $S = 0,2 \text{ ВА}$ .

#### **4.7.9 Выбор генераторного синхронизатора**

Выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3, производство ООО «АСУ-ВЭИ» г.Москва.

## 5 Релейная защита и автоматика ГЭС

### 5.1 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{27000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1490 \text{ A} \quad (5.1)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная полная мощность генератора;  
 $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение генератора.

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт нн}}} = \frac{1490 \cdot 1}{1500/5} = 4,97 \text{ A}, \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;  
 $K_{\text{тт нн}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном т}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 300,6 \text{ A}, \quad (5.3)$$

где  $S_{\text{ном т}}$  – номинальная полная мощность силового трансформатора;  
 $U_{\text{ном т}}$  – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{тт вн}}} = \frac{300,6}{500/5} = 3 \text{ A} \quad (5.4)$$

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

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ном тв}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{нн}} \cdot \sqrt{3}}{1,2255} = \frac{660 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{3}}{1,2255} = 373 \text{ кВт} \quad (5.5)$$

Подходящий трансформатор ТВ-400/10,5/0,4

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

Вторичный ток трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{ТТ ВН ТЕ}}} = \frac{22}{40/5} = 2,75 \text{ А}, \quad (5.7)$$

$$I_{\text{ВН ТЕ\_Р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном рот}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН ТЕ}} \cdot K_{\text{сх}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН ТЕ}} \cdot K_{\text{ТТ ВН ТЕ}}} = \frac{660 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10,5 \cdot 40/5} = 2,56 \text{ А}, \quad (5.8)$$

## 5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке необходимые виды защит основного оборудования проектируемой ГЭС.

**Защиты генератора СВ-750/75-40 – 21,6 МВ·А (воздушное охлаждение):**

Для генераторов с мощностью более 10 МВт должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов:

- Замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- Многофазных замыканий в обмотке статора генератора и его выводах;
- Внешних КЗ;
- Симметричной перегрузки обмотки статора генератора;
- Перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения;
- Повышения напряжения на статоре генератора;
- Замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;
- Асинхронного режима с потерей возбуждения;
- Асинхронного режима без потери возбуждения;
- Устройство резервирования отказа выключателя.

**Защиты трансформатора ТД-63000/110УХЛ1:**

Для трансформаторов с генераторами мощностью более 10 МВт должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов:

- Многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- Однофазных замыканий на землю в обмотке трансформатора и на ее выводах, присоединенных к сети с большими токами замыкания на землю;
- Замыканий между витками в обмотках трансформатора;
- Внешних КЗ;
- Симметричной перегрузки обмоток трансформатора;
- Повышения напряжения на трансформаторе блока;
- Реле уровня для проверки понижения уровня масла в баке трансформатора;

### **Защиты трансформатора собственных нужд ТС – 630**

- МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;
- Токовая отсечка
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения;

### **На линиях электропередач 110 кВ:**

- Дифференциально – фазная защита высокочастотная защита от всех видов КЗ;
- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю;
- Устройство резервирования отказа выключателя;

## **5.3 Описание защит и расчет их уставок**

### **5.3.1. Продольная дифференциальная защита генератора**

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных КЗ в обмотке генератора и выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{НОМ}} = 1490 \text{ А.}$

Коэффициент трансформации трансформатора тока:  $\eta_{\text{ТТ}} = 1500/5 \text{ А.}$

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1490 = 74,5 \text{ А,} \quad (5.9)$$

где  $K_{\text{одн}} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;  
 $f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_H \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_H = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 1490 = 2 \cdot 74,5 = 149 \text{ A}, \quad (5.10)$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 1490 = 223,5 \text{ A}$ .

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 8,09 = 0,809 \text{ кA}, \quad (5.11)$$

где  $K_{\text{АП}} = 2$  – коэффициент апериодической составляющей;

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H = \frac{1,14}{0,21} \cdot 1,49 = 8,09 \text{ кA}. \quad (5.12)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

$$K_T > \frac{809 \cdot 2}{8090},$$

$$K_T > 0,2,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{CP,0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.13)$$

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

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

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

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

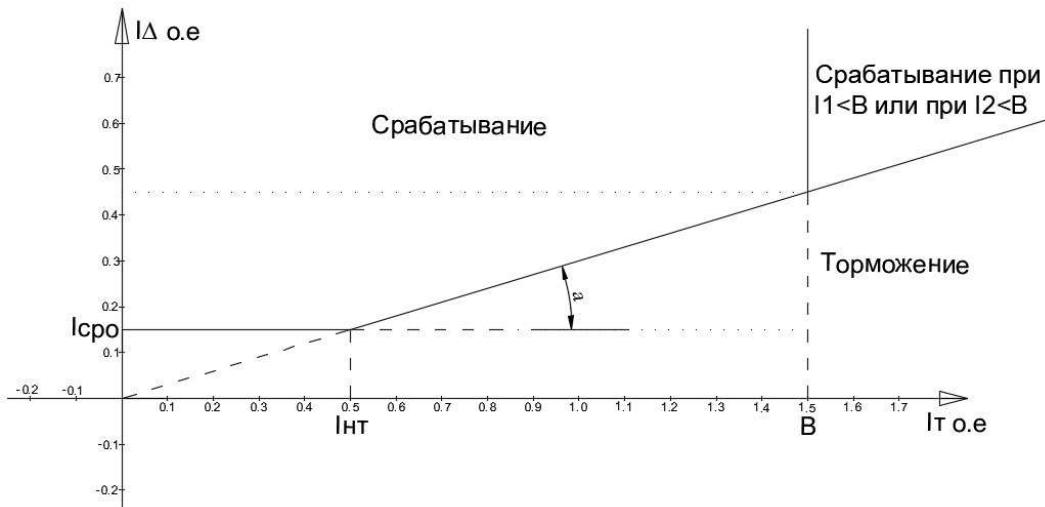


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

### 5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

Защита охватывает обмотку статора генератора, работающего в режиме изолированного блока. Генератор не имеет гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения.

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

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

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

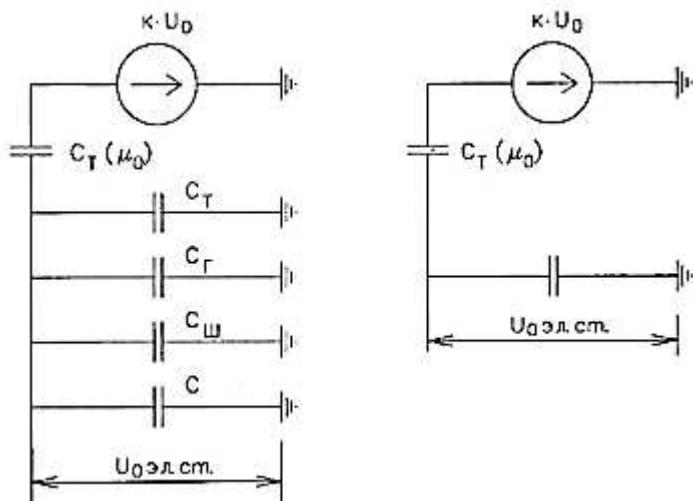


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,63 + 0,008 + 0,29 = \\ = 0,94 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.15)$$

где  $C_{\Gamma}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}}$  – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C$  – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

$C$  – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 23,29 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,94} = \quad (5.16)$$

$$= 0,11 \text{ кВ},$$

где К – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. Для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью,  $K = 0,5$ ;

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{ном ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ}, \quad (5.17)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 940 \cdot 10^{-3} = 5,36 \text{ А}. \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{TH}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}, \quad (5.19)$$

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 110,$$

$$U_{\text{CP}} \geq 3,41 \text{ кВ},$$

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

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

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В 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.

Орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Защищает около 30% витков

обмотки статора со стороны нейтрали. Уставка по торможению для органа  $U_{03}$  регулируется от 1 до 3.

От  $K_T$  зависит расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,32, \quad (5.20)$$

С коэффициентом  $K_T = 1,1$  орган  $U_{03}$  работает селективно при этом защищает 32% обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

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

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.22)$$

Для контроля отсутствия тока в цепи генератора принимается минимальная уставка равная  $0,09 \cdot I_H$ .

Защита действует с выдержкой времени 0,5 секунд, после чего происходит отключение выключателя генератора, гашение полей.

### **5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ )**

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

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

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

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

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

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

где  $A = 30$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{пуск}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 600$  с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{\text{max}}}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22. \quad (5.25)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,18, \quad (5.26)$$

где  $K_H = 1,2$  – коэффициент надежности

$$I_{2\text{пуск}} = 0,18 \cdot I_H = 0,18 \cdot 1,49 = 0,27 \text{ кА}. \quad (5.27)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{пуск}} = 0,18$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926 \text{ сек}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.20)$$

Отсюда:

$$A_{\text{ИО}} = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.21)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_h$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

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

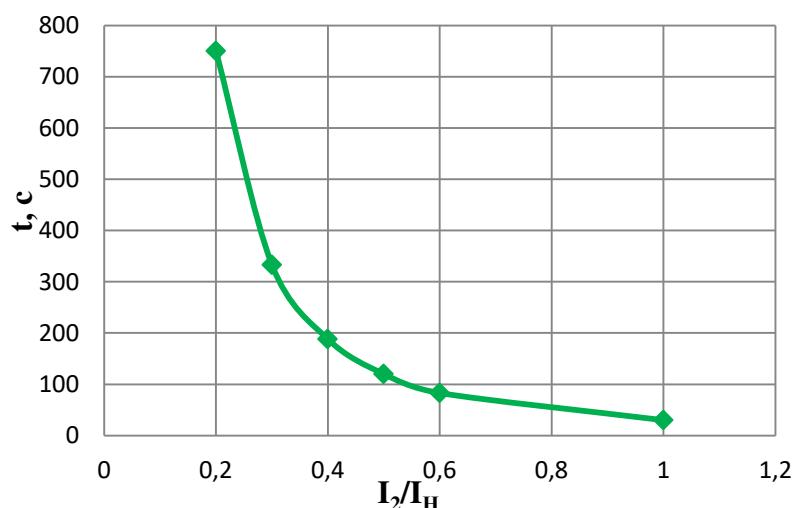


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t$  мин. = 30 с,  $t$  макс. = 600 с.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $\tau_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $\tau_{охл} = 120$  с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^2}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_\Gamma + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,21 + 0,26 + 2 \cdot 0,11)} = \\ = 1,11 \text{ о. е.}, \quad (5.22)$$

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

$x_\Gamma$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_q} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_q}. \quad (5.23)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{KA1} = \frac{1 \cdot 2 \cdot K_T}{(x_d'' + x_T + x_\Lambda) + (x_\Gamma + x_T + x_\Lambda)} \quad (5.24)$$

$$I_{KA1} = \frac{1 \cdot 2 \cdot 11,5}{(22,89 + 0,11 + 7,83) + (28,34 + 0,11 + 7,83)} = 0,34$$

$$I_{2C.3.} \leq \frac{0,34}{1,2} = 0,25 \cdot I_{\text{ном}} \quad (5.25)$$

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 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{Сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.26)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.27)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2. Характеристика интегрального органа защиты от симметричной перегрузки представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

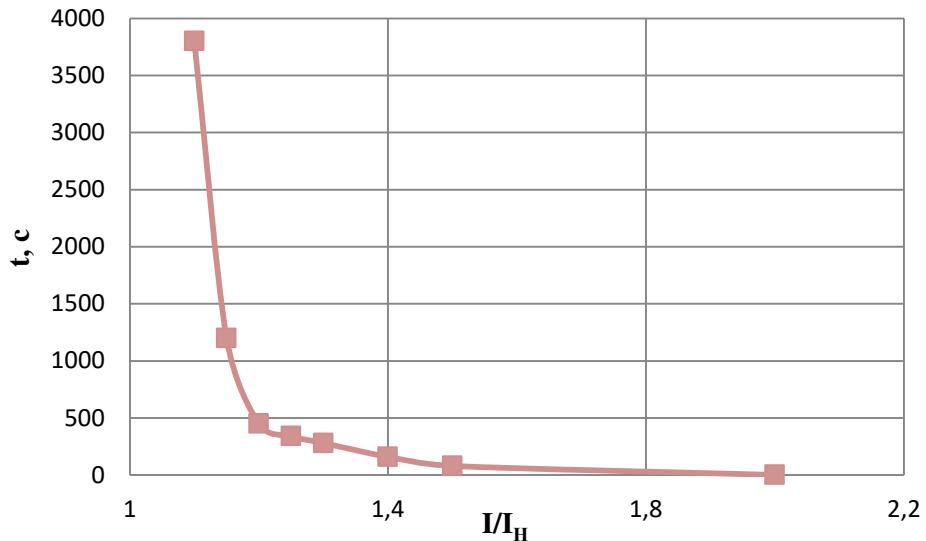


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (5.28)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{nom}}{K_B \cdot n_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{0,98 \cdot 10500/100} = 69,4 \text{ В.} \quad (5.29)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.6 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 110 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 110 кВ Канская ГЭС – Кан:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 17,26 + \frac{0,8}{4} \cdot 10,38 = 15,88 \text{ Ом,} \quad (5.30)$$

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

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ;

$$Z_T = Z'_T \cdot \left( \frac{U_{bh}}{U_{hh}} \right)^2 = 0,13 \cdot \left( \frac{121}{10,5} \right)^2 = 17,26 \text{ Ом,}$$

$$Z'_{1L} = \sqrt{r_L^2 + x_L^2} = \sqrt{5,23^2 + 8,97^2} = 10,38 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{21,6}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{21,6}{121^2} \cdot 10,38 = 0,032,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,032 \cdot 5,1 = 0,16 \text{ Ом}, \quad (5.31)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{21,6} = 5,1,$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,16 \cdot \frac{\frac{1500}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,46 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,45 \text{ Ом}$ .

1) 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,  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1490} = 4,07 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 660}{383,7} - 0,95}{1,09} = 2,28, \quad (5.34)$$

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,28} = 0,42 \text{ о. е.}, \quad (5.35)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,28} = 0,37, \quad (5.36)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 68,28^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,42}{1,1} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.37)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_{\text{ном т}}} = 0,38 \cdot \frac{10,5^2}{63} = 0,67 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,67 \cdot 1500/5}{10500/100} = 1,9 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 1,9 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,072 \text{ Ом}, Z_{CM2} = 0,252 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

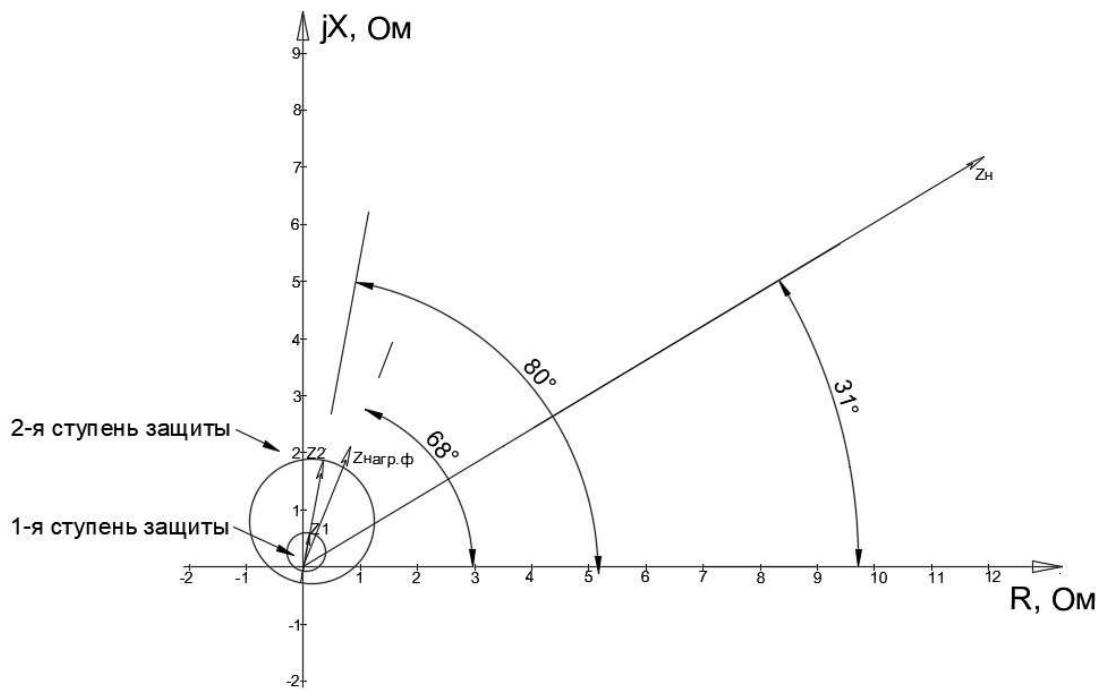


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### **5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора**

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

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

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{HOM.P}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 0,66}{0,98} = 0,71 \text{ кA}, \quad (5.40)$$

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

$$I_P \text{ пуск.} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном.п}}}{0,98} = 1,1 \cdot 0,66 = 0,73 \text{ кА,} \quad (5.41)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

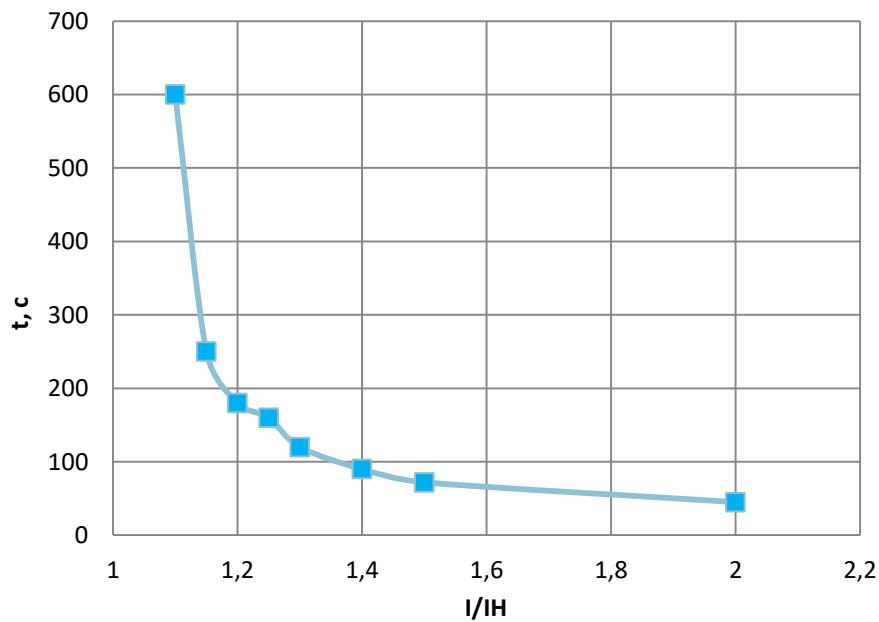


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot 0,66 = 1,45 \text{ кА} \quad (5.42)$$

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

#### 5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины ШЭ1113 производства ЭКРА.

ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

Уставки защит представлены в таблице 5.4. Матрица отключений представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,75 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,49 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,46 A
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 5 B
		$t_2$	$U_{02G}$	- 10 B
		$t_3$	$U_{0G}$	- 15 B
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$ 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	$I_{2\text{сигн}}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,35 A
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	$0,15 \cdot I_H$ 0,75 A
		OTC I	$I_{2\text{с.з.}}$	$1,11 \cdot I_H$ 5,5 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{\text{сигн}}$	$1,07 \cdot I_H$ 5,3 A
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	$1,1 \cdot I_H$ 5,5 A
		OTC	$I_{1\text{OTC}}$	$1,224 \cdot I_{HOM}$ 6,1 A
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,032 0,16 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,38 0,67 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P\text{ сигн.}}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$ 1,9 A
		ПО	$I_{P\text{пуск.}}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$ 2,0 A
		Отсечка	$I_{P\text{пуск.}}$	$2,19 \cdot I_{HOM.P}$ 4,94 A

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

Защиты			Действие						
Наименование	Обозначение		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$							
		$t_2$							+
		$t_3$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	$t$	+	+	+				
		1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО							+
		ИО	+	+					
		OTC I	$t_1$						+
			$t_2$	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО							+
		ИО	+	+					
		OTC	$t_1$						+
			$t_2$	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$						+
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$						+
			$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО							+
		ИО	+	+					
		Отсечка	+	+					

## 6 Компоновка и сооружение гидроузла

### 6.1 Геометрические расчеты водосливной плотины

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины

##### Грунтовая плотина

За отметку гребня грунтовой плотины  $\nabla ГГП$  принимают отметку, вычисленную по формуле:

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,68 + 0,0049 + 0,5 = 2,18 \text{ м}, \quad (6.1)$$

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1 % на откос грунтовой плотины;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a$  – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \frac{22^2 \cdot 660}{9,81 \cdot 14} \cdot 1 = 0,0049 \text{ м} \quad (6.2)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый по СНиП [2, Приложение 1, табл. 2\*];

$V_w$  – расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды, м/с;

$L$  – длина разгона волны, м;

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

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla ДНА}{2} = \frac{152 - 124}{2} = 14 \text{ м}, \quad (6.3)$$

Определяют высоту волны 1 % обеспеченности для основного и поверочного случаев для этого:

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

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 660}{22^2} = 13,37 \quad (6.4)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631,6 \quad (6.5)$$

2. Из графика [2, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяют параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$

При  $\frac{gL}{V_w^2}$   
 $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,011$ ;

$$(6.6)$$

$$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,2 \quad (6.7)$$

При  $\frac{gt}{V_w}$   
 $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,095$ ;

$$(6.8)$$

$$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,2 \quad (6.9)$$

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

$$\bar{T} = \frac{V_w \cdot 1,2}{g} = \frac{22 \cdot 1,2}{9,81} = 2,69 \text{ с} \quad (6.10)$$

$$\bar{h} = \frac{V_w^2 \cdot 0,095}{g} = \frac{22^2 \cdot 0,095}{9,81} = 0,54 \text{ м} \quad (6.11)$$

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\cdot\pi} = \frac{9,81\cdot2,69^2}{2\cdot3,14} = 11,3 \text{ м} \quad (6.12)$$

4. Проверяют условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ . Если условие не выполнено, т. е. зона мелководная, то для определения  $\bar{T}$  и  $\bar{h}$  на графике [2, Приложение 1, рис. 1] используют огибающую, соответствующую безразмерному комплексу  $\frac{gd}{V_w^2}$ .

Условие соблюдается:  $d > 0,5\bar{\lambda}_d; 14 \text{ м} > 5,65 \text{ м}$

5. Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,54 \cdot 2,5 = 1,35 \text{ м} \quad (6.13)$$

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

6. Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 0,92 \cdot 1,35 = 1,68 \text{ м} \quad (6.15)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, крепленного бетонными плитами, принимаемые по СНиП [2, таблица 6];

$k_{sp}$  – коэффициент, принимаемый по [2, таблица 7];

$k_{run}$  – коэффициент, принимаемый по графикам [2, рис. 10] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{11,3}{1,35} = 8,37$  на глубокой воде при условии, что заложение грунтовой плотины из песка  $m = ctg\varphi = 3,5$ .

7. Отметка гребня грунтовой плотины для основного и расчетного случая:

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 152 + 2,18 = 154,18 \text{ м}, \quad (6.14)$$

### 6.1.2 Гидравлические расчеты

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

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

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

### 6.1.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС –  $Q_{ГЭС}$ . Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, ( $n - 1$ ) при числе гидроагрегатов ГЭС  $n < 6$ .

$$Q_{осн} = Q_{max.osn} - Q_{ГЭС} = 1073,8 - 327,87 = 745,93 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.15)$$

где  $Q_{max.osn}$  – расход при Р=3%

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot (n - 1) = 109,29 \cdot (4 - 1) = 327,87 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{p.osn}}{q_e} = \frac{745,93}{48,75} = 15,3 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где  $q_e$  – удельный расход на водосливе, равный,

$$q_e = 1,25q_p = 1,25 \cdot 39 = 48,75 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.18)$$

Исходя из условия, что ширина водосливного фронта должна быть целым числом, ближайшее целое число 16 м, но при такой ширине водосливного фронта будет наблюдаться недопустимое сопряжение в НБ. Которое приведет к необходимости строить несколько водобойных стенок, что не рентабельно в данном проекте, поэтому принимаем В =20 м. При этом число пролетов принимаем n=2. Ширина каждого пролета d=10.

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме,

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB} = 5 \cdot 7,8 = 39 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.19)$$

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

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки. При скальном основании допустимая скорость – более 5 м/с).

#### 6.1.4 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{745,43}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,65 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где  $m$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [4, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{745,43}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 20 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,09 \text{ м} \quad (6.21)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления [4, раздел 6-3] ( $\sigma_n = 1$ );

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{1+(2-1)0,4}{2} \cdot \frac{6,65}{10} = 0,91, \quad (6.22)$$

где  $n$  – число пролётов;

$\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимают по [4, рис. 6-10];

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины  $a$  (рис.1), и от формы верховой грани быка [4, таблица 6-8, 6-9].

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,09 - \frac{1,05 \cdot 1,16}{2 \cdot 9,81} = 7,03 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla HPU - \nabla DHA)(B + (n-1)\delta_\sigma)} = \frac{745,43}{(152-124)(20+(2-1)\cdot 3)} = 1,16 \text{ м/с} \quad (6.24)$$

где  $\delta_\sigma$  – толщина быка;  
 $B$  – ширина водосбросного фронта

Толщина быка определяется по пособию Березинского, при ширине пролета водосливной плотины  $b = 10\text{м}$  толщина быка будет высчитываться по формуле:

$$\delta_\sigma = (0,20 \div 0,25)b = (0,20 \div 0,25) \cdot 10 = 2 \div 2,5 \text{ м}. \quad (6.25)$$

Так же в учебном пособии Березинского указано, что ширина разрезного быка с деформационным швом принимается на  $0,5 \div 2 \text{ м}$  больше.

Таким образом, ширина быка окончательно будет равной:

$$\delta_\sigma = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ м} \quad (6.26)$$

При условии, что шейка быка должна быть равной  $d_0 = 0,8 \div 1,5 \text{ м}$

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla GB = \nabla HPU - H_{cm} = 152 - 8 = 144 \text{ м} \quad (6.27)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla GB = \nabla GB + 1,6H_{cm} = 144 + 1,6 \cdot 8 = 156,8 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где  $H_{cm} = 8\text{м}$  – стандартный напор, м, в соответствии с техническим регламентом.

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

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

$$H_{01nos} = \left( \frac{Q_{p,nos}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{759,34}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,73 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где

$$Q_{p.no} = Q_{no,max} - Q_{ГЭС} = 1196,5 - 437,16 = 759,34 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.30)$$

где  $Q_{no,max}$  – расход при Р=0,5%

$Q_{ГЭС}$  – расход воды, проходящий через агрегаты здания ГЭС;

$Q_c$  – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения;

$B$  – сумма всех пролетов.

$$H_{02,no} = \left( \frac{Q_{p,no}}{m\varepsilon\sigma_n B \sqrt{2g}} \right) = \left( \frac{759,34}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 20 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,17 \text{ м}. \quad (6.31)$$

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

$$H_{no} = H_{02,no} - \frac{\alpha V_{0,no}^2}{2g} = 7,17 - \frac{1,05 \cdot 1,14}{2 \cdot 9,81} = 7,11 \text{ м} \quad (6.32)$$

$$V_0 = \frac{Q_{p,no}}{(\nabla \Phi ПУ - \nabla ДНА)(B + (n-1)\delta_\delta)} = \frac{759,34}{(153-124)(20+(2-1)\cdot 3)} = 1,14 \text{ м}/\text{с} \quad (6.33)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \Phi ПУ_p = \nabla ГВ + H_{no} = 144 + 7,11 = 151,11 \text{ м} \quad (6.34)$$

$$\nabla \Phi ПУ_p = 151,11 \text{ м}, < \nabla \Phi ПУ = 153 \text{ м},$$

Отметка форсированного уровня принимается исходная  $\nabla \Phi ПУ = 153 \text{ м}$ , т.к. её достаточно для пропуска поверочного расхода.

### 6.1.6 Построение профиля водосливной грани

Построение профиля плотины производят по схеме, приведенной на рисунке 2.2. По проектному напору  $H_{np} = H_{cm} = 8 \text{ м}$ , определяют координаты оголовка без вакуумного водослива с оголовком профиля  $A$  [4, таблица 6-12] данные приведены в таблице 6.1. Табличные координаты  $x$  и  $y$  умножают на  $H_{ct}$  и строят кривую  $A$  на Рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет оголовка водосливной плотины

x	y	x,м	y,м
0	0,126	0	1,008
0,1	0,036	0,8	0,288
0,2	0,007	1,6	0,056
0,3	0	2,4	0
0,4	0,006	3,2	0,048
0,5	0,027	4	0,216
0,7	0,1	5,6	0,8
1	0,256	8	2,048
1,3	0,475	10,4	3,8
1,5	0,661	12	5,288
2	1,235	16	9,88
2,5	1,96	20	15,68

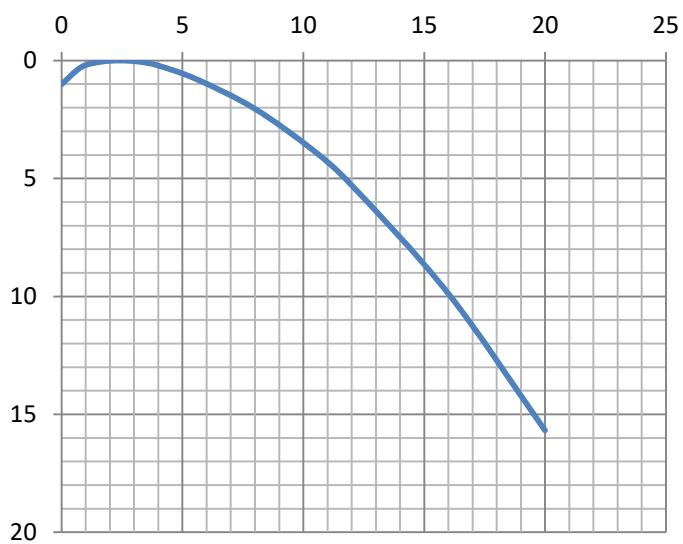


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге  $C$  с радиусом  $R$ . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины  $p_v$  и напора на водосливе  $H$  [4, таблица 6-14]. Принимаем  $R = 11,4\text{м}$ . На рисунке 6.2 изображен профиль водослива.

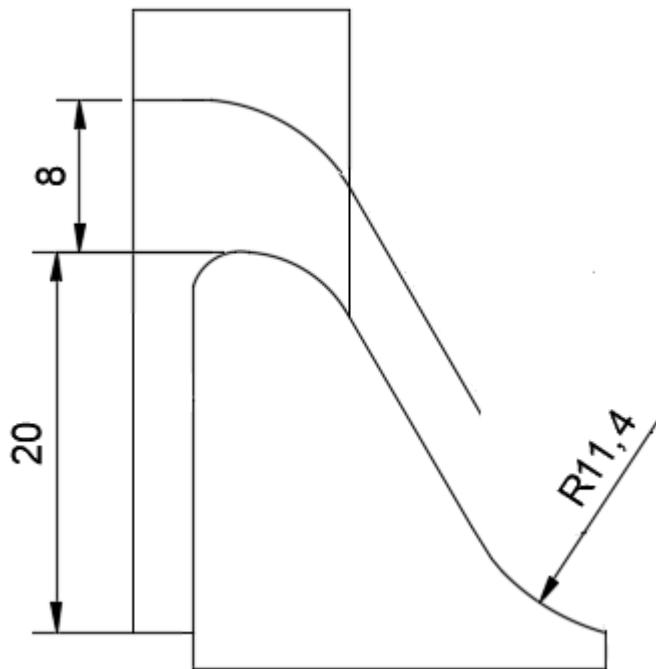


Рисунок 6.2 – Профиль водослива

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей из отметок – гребня грунтовой плотины и верха быка.

$\nabla ГГП=154,18$  м, а отметка гребня быка  $\nabla ГБ=156,8$  м, следовательно, за проектную отметку принимается отметка  $\nabla ГБ$ .

### 6.1.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Зачастую для плотин на скальных основаниях принимают сопряжение бьефов с донным режимом (рисунок 6.3).

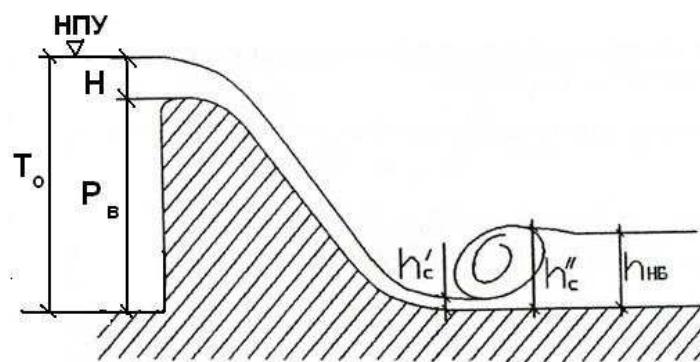


Рисунок 6.3 - Донный режим сопряжения бьефов

Определяют параметры гидравлического режима для прямоугольного русла за водосливом.

Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_{och}^2}{(B+\sum \delta_o)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 745,93^2}{(20+3)^2 \cdot 9,81}} = 4,91 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, принять равным 1,1.

Вычисляют полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla HPU - \nabla DNA = 152 - 124 = 28 \text{ м} \quad (6.36)$$

Вычисляют отношение  $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}}$  и определяют значение коэффициента скорости  $\varphi$  в зависимости от длины сливной грани [4, таблица 9-10].

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{28}{4,91} = 5,7 \quad (6.37)$$

Плотины высотой менее высотой от 15 до 40 м – среднюю длину сливной грани. Коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани:  $\varphi = 0,95$ .

По графику М.Д. Чертоусова [4, рис. 9.55, страница 140] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяют  $\xi_c$  и  $\xi_c''$ .

Вычисляют сопряженные глубины:

$$\xi_c = 0,32$$

$$\xi_c'' = 2,4$$

$$h_c' = \xi_c h_{kp} = 0,32 \cdot 4,91 = 1,57 \text{ м} \quad (6.38)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{kp} = 2,4 \cdot 4,91 = 11,78 \text{ м} \quad (6.39)$$

Вывод о типе сопряжения бьефов: при  $h_c'' > h_{нб}$   $11,78 \text{ м} > 7,8 \text{ м}$  данные показатели соответствуют сопряжению по типу отогнанного гидравлического прыжка. Такой вид прыжка за плотиной не допускается, поэтому далее необходимо выполнить расчет специальных гасителей энергии. В проекте принимается водобойная стенка.

### 6.1.8 Расчет водобойной стенки

Ширина водобойной стенки  $B_c$ :

$$B_c = B + \sum \delta_o = 20 + 3 = 23 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Удельный расход на водобое:

$$q = \frac{Q_{och,p}}{B_c} = \frac{745,93}{23} = 32,43 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.41)$$

Рассчитаем высоту водобойной стенки  $h_{ct}$ :

$$h_{cm} = \sigma h''_c - H_{cm} = 1,1 \cdot 11,78 - 7,23 = 5,7 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где  $H_{ct}$  – напор над водобойной стенкой:

$$H_{cm} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \left( \frac{32,43}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 32,43^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 11,78)^2} = 7,23 \text{ м} \quad (6.43)$$

где  $m = 0,35$  коэффициент расхода водобойной стенки

Далее, проверяется условие сопряжение бьефов за стенкой.

Полная удельная энергия перед стенкой:

$$T_0 = h_{cm} + H_{cm} = 5,7 + 7,23 = 12,93 \text{ м.} \quad (6.44)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{12,93}{4,91} = 2,63. \quad (6.45)$$

Коэффициент скорости:

$$\varphi = 1,00$$

По графику М.Д. Черткоусова [4, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определим  $\xi_c$  и  $\xi''_c$ :

$$\xi_c = 0,52$$

$$\xi''_c = 1,55$$

Вычислим сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{kp} = 0,48 \cdot 4,91 = 2,55 \text{ м} \quad (6.46)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{kp} = 1,55 \cdot 4,91 = 7,61 \text{ м} \quad (6.47)$$

По полученным значениям видно, что  $h_c'' < h_{\text{НБ}}$  ( $7,61 \text{ м} < 7,8 \text{ м}$ ), что соответствует сопряжению по типу затопленного прыжка.

## 6.2 Конструирование плотины

### 6.2.1 Определение ширины подошвы

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным (рисунок 6.4). Данный профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

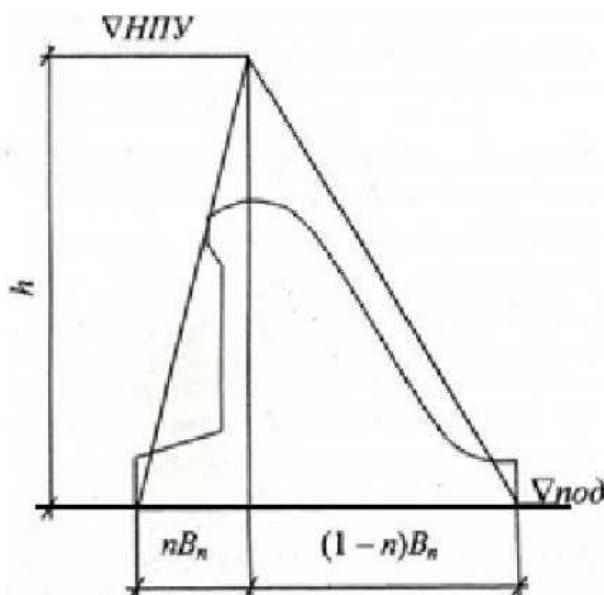


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины  $B_n^I$ :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{p_\delta}{p_w}(1-n) + n(2-n) - a_1}} \quad (6.48)$$

где  $a_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных устройств (завес, дренажей) в условиях КП принимаем  $a_1 = 0,5$ ;

$\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды;

$\rho_\delta = 2400 \text{ кг/м}^3$  плотность бетона.

Высота плотины  $h$  равна:

$$h = \nabla HPU - \nabla nod = 152 - 122 = 30 \text{ м}$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla nod = \nabla dna - \delta_e = 124 - 2 = 122 \text{ м}$$

где  $\delta_e = 2 \text{ м}$  – толщина водобойной плиты принимается предварительно.

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основаниям, определяют ширину подошвы плотины  $B_n^{II}$ :

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{tg\varphi(\frac{\rho_\delta}{\rho_w} + n - a_1)} \quad (6.49)$$

где  $f = 0,85$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для диорита [7];

$\gamma_n = 1,15$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины III [5].

Задавая различные значения  $n$ , производится расчет (таблица 6.2) и строятся графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$  (рисунок 6.5).

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Таблица 6.2 – Расчет ширины подошвы

$B'n$	$B''n$	$n$
21,6	23,0	-0,1
21,8	21,8	0
22,1	20,7	0,1
22,5	19,7	0,2

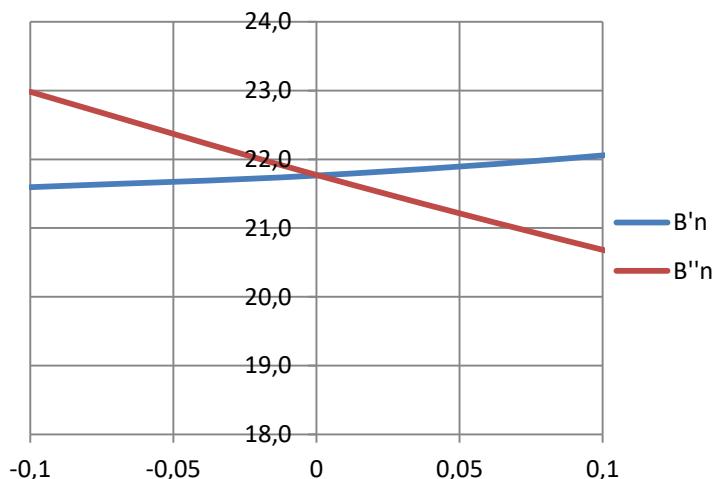


Рисунок 6.5 – График зависимостей

Графики пересекаются в точке  $n = 0$ , что соответствует  $B_n = 21,8\text{м}$   
Следовательно, ширину подошвы плотины принимаем 21,8м.

### 6.2.2. Разрезка бетонных плотин швами

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции равна:

$$B_{bc} = b + \delta = 10 + 3 = 13 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где  $b$  – ширина одного пролета,

$\delta$  – толщина быка

Ширина постоянных деформационных температурных швов принимается 0,7 см на расстоянии 2 м от лицевой грани и гребня и 0,3 см внутри тела плотины.

В конструкции деформационных швов предусматривается:

- уплотнение, обеспечивающее водонепроницаемость;
- дренажное устройство, обеспечивающее отвод, профильтировавшийся через уплотнения воды.
- смотровые шахты и галерея для наблюдения за состоянием шва и ремонта уплотнения.

### 6.2.3. Быки

Размеры быков следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, а также размеров и конструкций мостовых пролетных строений.

В данном проекте принимается разрезной бык.

Толщина быка принимается 3 м

Шейка полу-быка напротив рабочего затвора принимается 0,9 м, шейка полу-быка напротив аварийно-ремонтного затвора 1 м.

Ширина паза рабочего затвора составляет 1,5 м.

Ширина паза ремонтного затвора равна 1 м.

Расстояние между рабочим затвором и аварийно-ремонтным 1 м.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки при этом выдвинуты в верхний бьеф.

### 6.2.4 Ширина плотины по гребню

Для расчета ширины плотины по гребню необходимо учесть проезжую часть, пешеходные дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается с шириной 3 м, пешеходная дорожка 1,5 м, ширина путей козлового крана 8 м. Таким образом, ширина плотины по гребню будет равна 12,5 м.

## 6.2.5 Устои

Предназначение устоев в проектируемой плотине:

- защиты от размыва примыкающей грунтовой плотины к водосливу;
- защита берегов реки в НБ;
- уменьшение воздействия опасной фильтрации в местах примыкания водосливной плотины к грунтовой плотине или к берегу;
- обеспечение плавного подхода воды к водосливу и плавного его растекания в НБ;

На Канской ГЭС предусмотрены два вида устоев: разделительный и сопрягающий.

Разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и водослив, так же является опорой для плоских затворов водосливной плотины. Сопрягающий устой со стороны правого берега служит защитой правобережной грунтовой плотины, примыкающей к зданию ГЭС, от размыва водой проходящей через гидроагрегаты. Сопрягающий устой со стороны левого берега служит защитой левобережной грунтовой плотины, примыкающей к водосливной плотине от размыва водой проходящей через водослив.

Ширина разделительного устоя 4м.

Ширина устоя сопрягающего водосливную плотину и грунтовую 3м.

Ширина устоя сопрягающего здания ГЭС и грунтовую плотину 3м.

## 6.2.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галерею.

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 0,2 м, расстояние между осями дрен – 2 м. Горизонтальные дрены трапециoidalного или прямоугольного сечения площадью 500 см<sup>2</sup> располагаются через 2 м, между смотровыми шахтами.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{dp}$ , а так же до верховой грани продольной галереи следует назначить не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{kp,m}} = \frac{28 \cdot 1,15}{25} = 1,29 \text{ м} \quad (6.51)$$

где  $H_d = НПУ - \nabla \Delta НА = 152 - 124 = 28 \text{ м}$  – напор над расчетным сечением;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{kp,m}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Величину критического среднего градиента напора надлежит принимать – 25 м.

$a_{\partial p}$  –принимается 2м.

### 6.2.7 Галереи в теле плотины

Галерея цементационной завесы (совмещенная проездная буровая) устраивается выше подошвы плотины на 1 м. Размер галереи цементационной завесы: 2,5 м ширина, 3,5 м высота.

В теле плотины устраивается смотровая галерея расположенная выше на 15 м галереи цементационной завесы. Размер смотровой галереи: 1,5 м ширина, 2 м высота.

Так же над подошвой располагается галерея для дренажа. Расстояние между осями цементационной галереи и галереи дренажа 4,8 м. Размер галереи для дренажа: 2,5 м ширина, 3,5 м высота.

### 6.2.8 Расчет фильтрации в основании бетонной плотины

Для расчета основных размеров элементов подземного контура необходимо произвести расчет фильтрации под плотиной. На рисунке 6.6 изображена эпюра фильтрационного напора по подошве плотины. В соответствии со СНиП «Плотины бетонные железобетонные» [4] отношение  $\frac{H_{as}}{H_d}$  для плотин III класса равно 0,3, тогда напор, действующий на цементационную завесу, равен:

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 26,37 = 7,91 \text{ м} \quad (6.52)$$

$$H_d = \nabla HPU - \nabla УНБ_{min} = 152 - 125,63 = 26,37 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Напор, действующий на дренаж по СНиП [4]

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_d = 0,05 \cdot 26,37 = 1,32 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчета

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 26,37 - 7,91 = 18,46 \text{ м.} \quad (6.55)$$

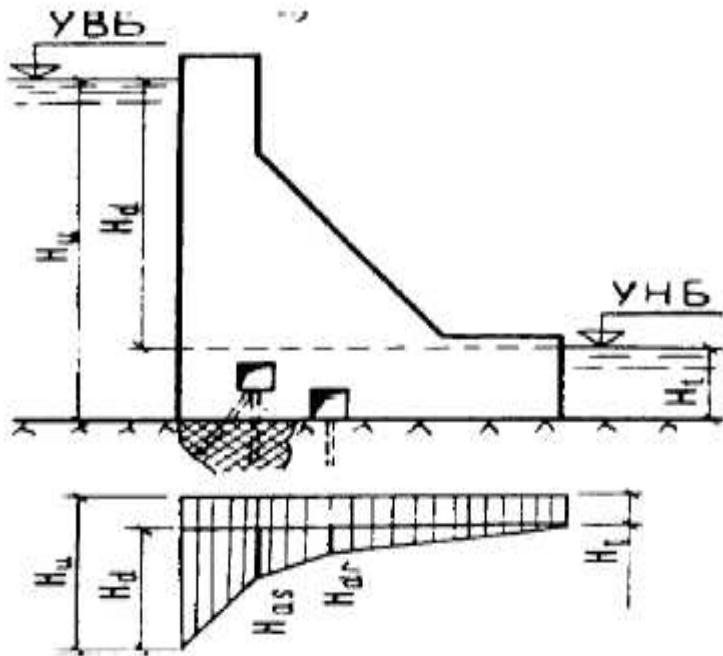


Рисунок 6.6 – Эпюра фильтрационного напора по подошве плотины

### 6.2.9 Расчет цементационной завесы

На скальных основаниях применяют цементационные завесы (для увеличения пути прохождения фильтрационного потока).

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}} = \frac{18,46 \cdot 1,15}{15} = 1,42 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где  $J_{cr,m}$  – критический градиент напора на завесе принимается 15

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по сооружению принимается для III класса равный 1,15.

Потери напора на завесе  $\Delta H_3$ , определяются из фильтрационного расчета  
Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla HPU - НБ_{min}) = \\ = 0,5 \cdot (152 - 125,63) = 13,19 \text{ м}, \quad (6.57)$$

Расстояние от напорной грани до завесы оси завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot B_n = 0,145 \cdot 21,8 = 3,16 \text{ м}. \quad (6.58)$$

где  $B_n$  – ширина подошвы плотины равная 21,8 м

### **6.2.10 Дренажные устройства в основании**

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи в виде вертикальных скважин. Диаметр скважины для скальных грунтов принимается равным 0,25 м.

Глубина скважины:

$$h_{dp} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 13,19 = 6,6 \text{ м.} \quad (6.59)$$

Расстояние между цементационными и дренажными скважинами принимается равным 4 м.

### **6.2.11 Конструкции отдельных элементов нижнего бьефа**

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

Против истирания поверхности водобоя наносами, плавающими телами, разрушения вследствие кавитации в верхний слой водобоя укладывают высокопрочный бетон.

Длина первой водобойной плиты при наличии на ней водобойной стенки:

$$l_{np1} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 11,78 - 1,57) = 52,03 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Толщина водобойной плиты определяется по формуле В.Д. Домбровского:

Толщина первого водобоя:

$$\delta_{e1} = 0,15 v_c \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 20,66 \cdot \sqrt{1,57} = 3,88 \text{ м,} \quad (6.61)$$

где  $v_c$  – скорость потока в сжатом сечении по формуле:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta) \cdot h'} = \frac{745,93}{(20 + 3) \cdot 1,57} = 20,66 \text{ м/c,} \quad (6.62)$$

По расчетам толщина водобоя составила 3,88 м, но производить водобой данной толщины не рентабельно. Принято решение назначить толщину водобоя 2 м, и закрепить в скальное основание анкерами.

Чтобы защитить дно реки после водобойной стенки, принято решение назначить еще один водобой, а так же закрепить его зубом.

Длина второй водобойной плиты:

$$l_{\delta 2} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,61 - 2,55) = 29,8 \text{ м}, \quad (6.63)$$

Толщина второго водобоя:

$$\delta_{\delta 2} = 0,15 v_c \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 12,71 \cdot \sqrt{2,55} = 3,04 \text{ м}, \quad (6.64)$$

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta) \cdot h'} = \frac{745,93}{(20+3) \cdot 2,55} = 12,71 \text{ м/с}. \quad (6.65)$$

Принимаем толщину второго водобоя 1,5 м, и закрепляем плиту анкерами в скальное основание.

### 6.3 Определение основных нагрузок

Вычисления производятся для расчетного случая, при минимальной отметке нижнего бьефа УНБ = 125,63 м и НПУ = 152 м.

#### 6.3.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения плотины с вычетом галерей определена в программе AutoCad:

$$S_{nl} = 264,12 \text{ м}^2,$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{nl} = \frac{S_{nl} \cdot b \cdot g \cdot p_B}{b + \delta_B} = \frac{264,12 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{10+3} = 4783,42 \text{ кН/м}, \quad (6.66)$$

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

$b$  – ширина пролета;

$\delta_B$  – толщина быка;

$p_B$  – плотность бетона.

Вес быка определяется аналогичным способом:

$$S_\delta = 487,15 \text{ м}^2,$$

$$G_\delta = \frac{S_\delta \cdot \delta_\delta \cdot g \cdot p_B}{b + \delta_\delta} = \frac{487,15 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{10+3} = 2646,8 \text{ кН/м}, \quad (6.67)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 95 \cdot \sqrt{95} \cdot 9,81 = 499,59 \text{ кН}, \quad (6.68)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi \Pi U - \nabla \Gamma B + 0,5) \cdot b = (153 - 144 + 0,5) \cdot 10 = 95 \text{ м}. \quad (6.69)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{расч} = \frac{Q_3}{b+\delta_\delta} = \frac{499,59}{10+3} = 38,43 \text{ кН/м}, \quad (6.70)$$

### 6.3.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

с верхнего бьефа:

$$T_e = \frac{\gamma_e \cdot H_e^2}{2} = \frac{10 \cdot 30^2}{2} = 4500 \text{ кН/м}, \quad (6.71)$$

$$\text{где } H_e = \nabla H \Pi U - \nabla nod = 152 - 122 = 30 \text{ м}, \quad (6.72)$$

с нижнего бьефа:

$$T_n = \frac{\gamma \cdot H_n^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,63^2}{2} = 65,88 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

$$\text{где } H_n = \nabla Y H B_{min} - \nabla nod = 125,63 - 122 = 3,63 \text{ м}, \quad (6.74)$$

Вертикальное давление воды на низовую грань со стороны НБ:

$$W_{np} = p_w \cdot g \cdot S_{en}^h = 10 \cdot 9,81 \cdot 3,52 = 345,3 \text{ кН/м},$$

### 6.3.3 Сила взвешивающего фильтрационного давления

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы:

$$p_{e36} = p_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,63 = 35,61 \text{ кг/м}, \quad (6.75)$$

$$\text{где } h_1 = \nabla Y H B_{min} - \nabla nod = 125,63 - 122 = 3,63 \text{ м},$$

Сила взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взг}} = p_{\text{взг}} \cdot B_n = 35,61 \cdot 21,8 = 776,3 \text{ кН/м} \quad (6.76)$$

где  $B_n = 21,8$  ширина подошвы

### 6.3.4 Сила фильтрационного давления

Площадь эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины, вычислена в ПК AutoCAD и равна:

$$S_{\text{эн}}^{\phi} = 87,15 \text{ м}^2,$$

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эн}}^{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 87,15 = 854,94 \text{ кН/м.} \quad (6.77)$$

### 6.3.5. Давление грунта

Давление наносов на напорную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_h}{2} \right) = 10 \cdot 1,2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 5,88 \text{ кПа}, \quad (6.78)$$

где  $\gamma_h$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, 10 кН/м<sup>2</sup>;

$h_h$  – толщина слоя наносов, 1,2 м;

$\varphi_h$  – угол внутреннего трения наносов, 20°.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_h = \frac{p_h h_h}{2} = \frac{5,88 \cdot 1,2}{2} = 3,53 \text{ кН.} \quad (6.79)$$

Давление грунта:

$$p'_{sp} = \gamma_h h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{sp}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{sp}}{2} \right) = 10 \cdot 1,2 \cdot$$

$$\cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{38,7}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{38,7}{2} \right) = -74,06 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где с – сцепление грунта,  $c = 80$  кН/м<sup>2</sup>;

$\varphi_{sp}$  – угол внутреннего трения грунта, 38,7°.

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{ep}^{636} = \gamma_{ep} - (1 - n_0)\gamma_w = 25 - (1 - 0,002) \cdot 10 = 15,02 \text{ кН/м}^2, \quad (6.81)$$

где  $\gamma_{ep}$  – удельный вес сухого грунта (для диорита средне трещиноватого) равный 25 кН;

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

$\gamma_w$  – удельный вес воды, 10 кН.

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

$$\begin{aligned} p''_{ep} &= (\gamma_h h_h + \gamma_{ep}^{636} h_{ep}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{ep}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{ep}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 1,2 + 15,02 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{38,7}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{38,7}{2} \right) = \\ &= -3,22 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.82)$$

где  $h_{ep}$  – толщина грунта, 2 м.

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

$$E_{a\sigma} = \frac{p'_{ep} + p''_{ep}}{2} \cdot h_{ep} = \frac{-74,06 + (-3,22)}{2} \cdot 2 = -77,28 \text{ кН} \quad (6.83)$$

В связи с тем, что активное давление грунта получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах оно учитываться не будет.

### 6.3.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления по формуле Можевитинова:

$$\begin{aligned} W_{волн} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,35 \cdot \\ &\cdot \left( \frac{11,3}{3,14} + \frac{0,54}{2} \right) = 25,62 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.84)$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1 %-ной обеспеченности, 1,35 м (формула 14);  
 $\bar{\lambda}$  – средняя длина волны, 11,3 м (формула 13);

$$h_o = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,35^2}{11,3} = 0,51, \quad (6.85)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{11,3}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,35 = 1,29 \text{ м.} \quad (6.86)$$

### 6.3.7. Расчет прочности плотины

Составим таблицу 6.3 в которой укажем все перечисленные нагрузки, которые рассчитывались выше.

Плечи силы и центры масс рассчитывались в ПК AutoCAD.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент кН · м
$T_B$	1	→	4500	10,03	45135
$T_H$	1	←	65,88	1,09	-71,81
$G_{пл}$	0,95	↓	4544,25	3,58	-16730,4
$G_6$	0,95	↓	2514,46	6,69	-17080,7
$Q_3$	0,95	↓	36,51	8,32	-303,76
$W_{взб}$	1	↑	776,3	0	0
$W_{\text{волн}}$	1	→	25,62	29,72	761,43
$W_\phi$	1	↑	854,94	7,45	6369,3
$W_{пр}$	1	↓	345,3	9,54	-3294,16
$E_H$	1,2	→	4,24	2,32	9,84
$\sum N$			5809,27		
$\sum M$			15515,72		

Сумма вертикальных сил:

$$N = G_{пл} + G_6 + Q_3 + W_{пр} - W_{взб} - W_\phi = \quad (6.87)$$

$$= 4544,25 + 2514,46 + 36,51 + 345,3 - 776,3 - 854,94 = 5809,27,$$

Расчет краевых напряжений для основного случая в сечении на уровне подошвы плотины выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{5809,27}{21,8} + \frac{6 \cdot 15515,72}{21,8^2} = -70,59 \text{ кН/м}^2, \quad (6.88)$$

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

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

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -70,59 \cdot 0 - 10 \cdot 28 \cdot (1 - 0) = -280 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.89)$$

где  $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;  
 $H_d^u$  – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;  
 $m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью.

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = -(\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 28 + (-70,59)) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}, \quad (6.90)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = \\ &= -70,59 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 28 \cdot 0^2 = -70,59 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.91)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 28 = -280 \text{ кН/м}^2 \quad (6.92)$$

Для низовой грани:

Для низовой грани расчеты ведутся аналогичным способом.

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{5809,27}{21,8} - \frac{6 \cdot 15515,72}{21,8^2} = -462,37 \text{ кН/м}^2,$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -70,59 \cdot 0,6 - 10 \cdot 1,63 \cdot (1 - 0,6^2) = -52,79 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.93)$$

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

$H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;

$m_t = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1 = 31^\circ$  угол между напорной гранью и вертикалью.

Касательные напряжения по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 1,63 - 462,37) \cdot 0,6 = \\ &= 267,64 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.94)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 1,63 = -16,3 \text{ кПа}, \quad (6.95)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -462,37 \cdot (1 + 0,6^2) + 10 \cdot 1,63 \cdot 0,6^2 = -622,96 \text{ кПа}\end{aligned}\quad (6.96)$$

Составим таблицу 6.4 для полученных напряжений.

Таблица 6.4 – Напряжения на плотине

Напорная грань		Низовая грань	
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-70,59	$\sigma_y^t$	-462,37
$\sigma_x^u$	-280	$\sigma_x^t$	-52,79
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	267,64
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_1^u$	-70,59	$\sigma_1^t$	-16,3
$\sigma_3^u$	-280	$\sigma_3^t$	-622,96

### 6.3.8 Критерии прочности плотины и ее основания

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.97)$$

где  $\gamma_n = 1,15$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 280}{0,9} = 357,7 \text{ кН/м}^2. \quad (6.98)$$

Исходя из данного условия предварительно принимаем класс бетона В=3,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2100 \text{ кН/м}^2$ .

Исходя из этого:

$$1,15 \cdot 1 \cdot 280 \leq 0,9 \cdot 2100$$

$$322 \leq 1890 \text{ кН/м}^2$$

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

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-70,59 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u,$$

$$0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u = 0,25 \cdot 10 \cdot 28 = 70 \text{ кН/м}^2. \quad (6.99)$$

$$70,59 \text{ кН/м}^2 \geq 70 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

### 6.3.9 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n,$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности [1];

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок [1];

$\gamma_c$  - коэффициент условий работы [2];

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{\text{пл}} + G_6 + Q_3 + W_{\text{пр}} - W_{\text{взб}} - W_{\phi}) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \quad (6.100)$$

$$= (4544,25 + 2514,46 + 36,51 + 345,3 - 854,94 - 776,3) \cdot$$

$$\cdot 0,7 + 80 \cdot 21,8 = 5810,49 \text{ кН/м}$$

где  $\tan \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания (диорит);

$c = 80 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для диорита;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 21,8 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{вол}} + E_{\text{н}} = 4500 - 65,88 + 25,62 + 4,24 = \quad (6.101)$$

$$= 4463,98 \text{ кН/м}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{5810,49 \cdot 0,95}{4463,98 \cdot 1} \geq 1,24,$$

$$1,24 \geq 1,15.$$

Анализируя расчётные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

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

В соответствии с Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» собственник разрабатывает декларацию. Декларация безопасности, в которой обосновывается безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

### **7.2 Требования по охране труда и технике безопасности для работников Канской ГЭС**

#### **7.2.1 Общие положения**

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

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

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране 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:

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

— 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. Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется службой по охране труда и технике безопасности Канской гидроэлектростанции и профсоюзным объединением работников предприятия.

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

Инструктажи во всех подразделениях на Канской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники.

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

## **7.2.2 Охрана труда при выполнении работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики, со средствами измерений и приборами учета электроэнергии, вторичными цепями**

1. Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянные заземления. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток измерительных трансформаторов допускается выполнять заземление только в одной точке. Все работы в схемах устройств сложных защит выполняются по программам, в которых в том числе должны быть указаны меры безопасности.

2. При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов, устройств релейной защиты, электроавтоматики цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах или с помощью испытательных блоков.

Во вторичной цепи между трансформаторами тока и установленной закороткой не допускается производить работы, которые могут привести к размыканию цепи.

3. При работах во вторичных устройствах и цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постороннего источника должны быть приняты меры, исключающие возможность обратной трансформации.

4. Производителю работ, имеющему группу IV, из числа персонала, обслуживающего устройства релейной защиты, электроавтоматики, разрешается совмещать обязанности допускающего. При этом он определяет меры безопасности, необходимые для подготовки рабочего места. Подобное совмещение разрешается, если для подготовки рабочего места не требуется выполнения отключений, заземления, установки временных ограждений в части электроустановки напряжением выше 1000 В.

5. Производителю работ, имеющему группу IV, единолично, а также членам бригады, имеющим группу III (на условиях, предусмотренных пунктом 6.13 Правил), разрешается работать отдельно от других членов бригады во вторичных цепях и устройствах релейной защиты, электроавтоматики, если эти цепи и устройства расположены в РУ и помещениях, где токоведущие части напряжением выше 1000 В отсутствуют, полностью ограждены или расположены на высоте, не требующей ограждения.

### **7.2.3 Охрана труда при выполнении работ на измерительных трансформаторах тока**

1. Запрещается использовать шины в цепи первичной обмотки трансформаторов тока в качестве токоведущих при монтажных и сварочных работах.

2. До окончания монтажа вторичных цепей, электроизмерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть замкнуты накоротко.

3. При проверке полярности вторичных обмоток прибор, указывающий полярность, должен быть присоединен к зажимам вторичной обмотки до подачи импульса в первичную обмотку трансформаторов тока.

## **7.3 Пожарная безопасность**

### **7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности**

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

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

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

### **7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

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

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

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с

пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

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

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

### **7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках**

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

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

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

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

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы.

Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке.

Запрещаются фланцевые соединения и установка вентилей.

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

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части.

Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

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

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

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

## 7.4 Охрана природы

Эксплуатация и техническое обслуживание гидроэлектростанции оказывает влияние на окружающую среду как природно-технологический комплекс.

При эксплуатации ГЭС предусмотрены природоохранные мероприятия направленных на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, животного мира. Природоохранные мероприятия предусматриваются в соответствии с законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996;
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ);
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ);
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;
- Другие нормативные документы РФ.

Наиболее значимые экологические задачи при строительстве и эксплуатации Канского гидроузла:

- наполнение водохранилища и связанное с этим изменение ландшафта и климатические изменения;
- подготовка затопляемой территории, сводка леса и санация;

- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с этим изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе станции;

- загрязняющие выбросы на этапе строительства и в процессе эксплуатации гидроузла;

- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации гидроузла;

#### **7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

Зона водохранилища Канской ГЭС расположена на незаселенной людьми территории, что сократит комплекс мероприятий по подготовке ложа будущего водохранилища.

К комплексу мероприятий санитарной подготовки территории относятся:

- очистка от растительности (деревья, кустарники);

- мониторинг водоохраных зон;

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами. Очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

В качестве компенсации ущерба, приносимого затоплением территории, необходимо провести следующие мероприятия:

– выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;

– возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

#### **7.4.2 Водоохранная зона**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74

- ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности. Ширина водоохранной зоны для водохранилища Канской ГЭС равна 500 м.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих действующих предприятий, с прямым или косвенным воздействием на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему территорий;
- размещение сельско-хозяйственных животноводческих ферм, птицефабрик;
- размещение складов для хранения горючих и смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещения мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников и других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопрыскивания лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации;
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленных в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

#### **7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду;
- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;
- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;
- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохраные требования к производству работ и к применяемым материалам.

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

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Канского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесоочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

В санитарном отношении р. Кан является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Таким образом, для сохранения природы, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб природному комплексу, и в целом экосистеме зоны влияния Канского гидроэнергокомплекса с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

## **8 Технико-экономические показатели**

### **8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии**

Электроэнергия является продуктом первой необходимости. Главная проблема энергетика в том, что ее нельзя накопить для дальнейшего потребления. Поэтому после генерации, энергия тут же отправляется в общие сети, где ее уже ждет ее потребитель.

Проектирование ГЭС состоит из множества этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2020	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	86,4	86,4	86,4	86,4	86,4
Число часов использования установленной мощности	Часы	1200	1200	1200	1200	1200
Выработка электроэнергии	МВт·ч	10368	103680	103680	103680	103680
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	1036,8	1036,8	1036,8	1036,8	1036,8
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	102643	102643	102643	102643	102643
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1007	1042	1100	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	8,55	8,91	9,41	9,78	10,1
НДС к выручке	млн.руб	1,31	1,36	1,41	1,44	1,49

Выручка от реализации возрастает в связи с ростом тарифа на электроэнергию.

### **8.2. Текущие расходы по гидроузлу**

Текущие расходы сформированы на основании заданной производственной программы «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

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

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
ФОТ фонд оплаты труда	255,2	21,89
Прочие	274,0	23,5
Итого по ГЭС	-	45,4

Исходя из величин инвестиций, определяются отчисления на ремонт основных производственных фондов. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина
от 1 до 5	0,12
от 6-15	0,17
от 16-25	0,25
свыше 25	0,30

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

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма млн.руб
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 млн.руб./МВт	11,7
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	0,81
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	0,24
Итого		12,66

Налог на воду в расчете на 1 тыс кВт·ч в соответствии с налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Кан составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу отображены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1
Расходы на страхование, млн.руб.	5,5	9,9	14,5	19,2	24,2
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,69	1,2	2,6	3,4	4,3
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Налог на воду, млн.руб.	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Итого, млн.руб.	95,4	100,4	106,3	111,8	117,6

Текущие затраты по гидроузлу возрастают в результате увеличения расходов на страхование.

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



Рисунок 8.1 – Текущие затраты по гидроузлу , %

### 8.3. Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Канской ГЭС. Основная часть налоговых выплат отчисляется в федеральный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

В учет берутся следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	111,7	116,7	119,9	125,7	130,1
НДС, млн.руб.	121,8	126,1	129,0	134,0	137,9
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Налог на имущество, млн.руб.	21,5	20,9	20,3	19,7	19,1
Итого, млн.руб.	269,0	278,5	284,04	294,2	301,9

Налог напрямую зависит от прибыли, а прибыль будет возрастать в связи с увеличением цен на тарифы, очевидно прогнозируется рост налоговых расходов.

## 8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании является прибыль в денежном эквиваленте. Прибыль это разница между ценой продукта и ее себестоимостью. Чем выше прибыль, тем выше показатели эффективности проекта и ниже срок окупаемости станции.

Прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7. График чистой годовой прибыли изображен на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	679,5	702,7	717,8	746,9	767,6
Текущие расходы, млн.руб.	101,7	100,7	101,4	107,0	112,8
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	557,8	601,9	616,3	639,9	654,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	115,6	120,4	123,3	127,9	130,9
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	462,2	481,5	493,1	511,9	523,9
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

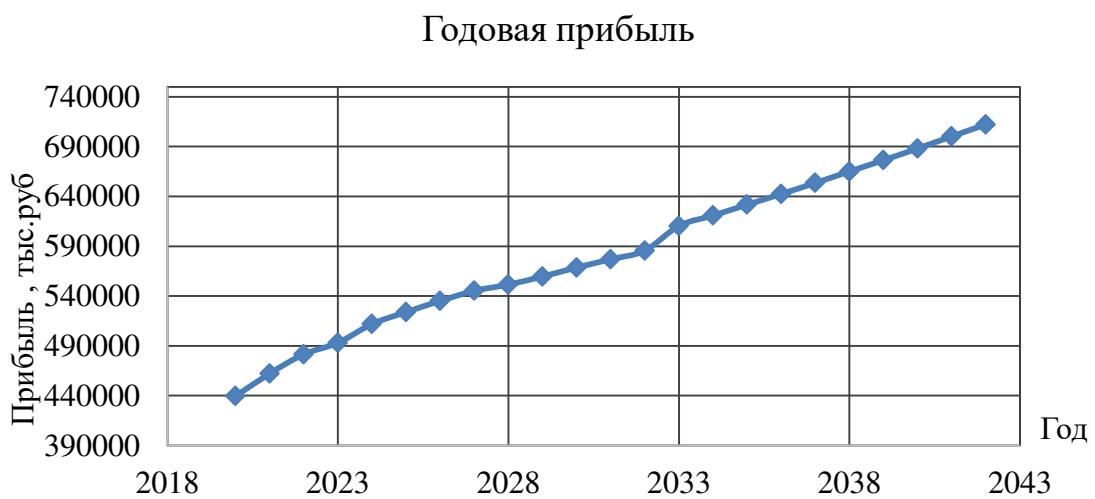


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль

Чистая прибыль возрастает исходя из прогнозных сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. Увеличивается т.к растут тарифы.

## 8.5 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход

2.Индекс прибыльности

3.Срок окупаемости

4.И д.р.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

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

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

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Канской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.

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

## 8.6 Коммерческая эффективность

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

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Канская ГЭС на реке Кан»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования,%	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	75
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	2550,3
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,84
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб/Квт	24421,3

## 8.7 Бюджетная эффективность

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

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.руб	215,6	245,1	259,2	278,0	286,3
В региональный бюджет, млн.руб	21,5	20,8	20,3	19,6	19,1
Итого налоговых поступлений, млн.руб	237,1	265,9	280,2	297,6	305,4

Поступления в федеральный бюджет значительно выше поступлений в региональный бюджет. Так же с течением времени рост налоговых выплат растет.

## 8.8 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта производится с целью оценить степень влияния одного фактора на другой с течением времени. Это позволит предусмотреть положительную или негативную динамику и сделать соответствующие выводы.

Далее представлено изменение DPB – дисконтированный срок окупаемости проекта в зависимости от параметров:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Объем сбыта;
- г) Ставка дисконтирования.

На рисунке 8.3 изображено изменение DPB в зависимости от изменения ставки налогов.

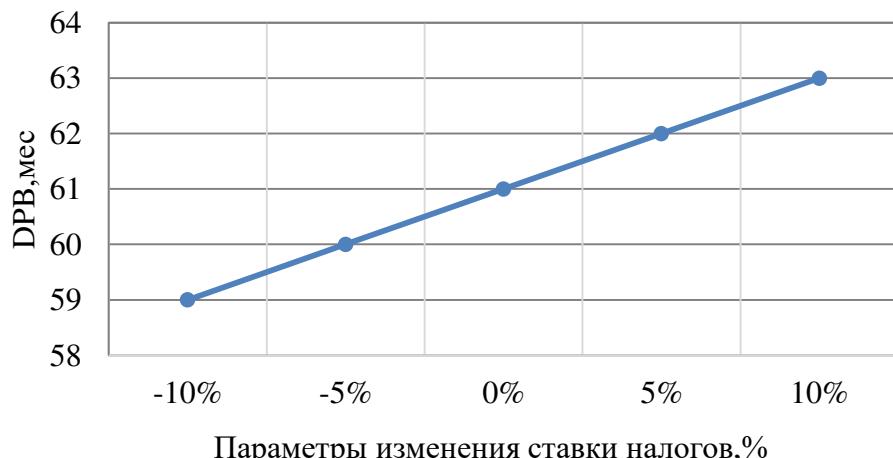


Рисунок 8.3 - Изменение DPB в зависимости от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов – увеличивает период дисконтированной окупаемости.

На рисунке 8.4 изображено изменение величины DPB в зависимости от изменения объёма инвестиций.

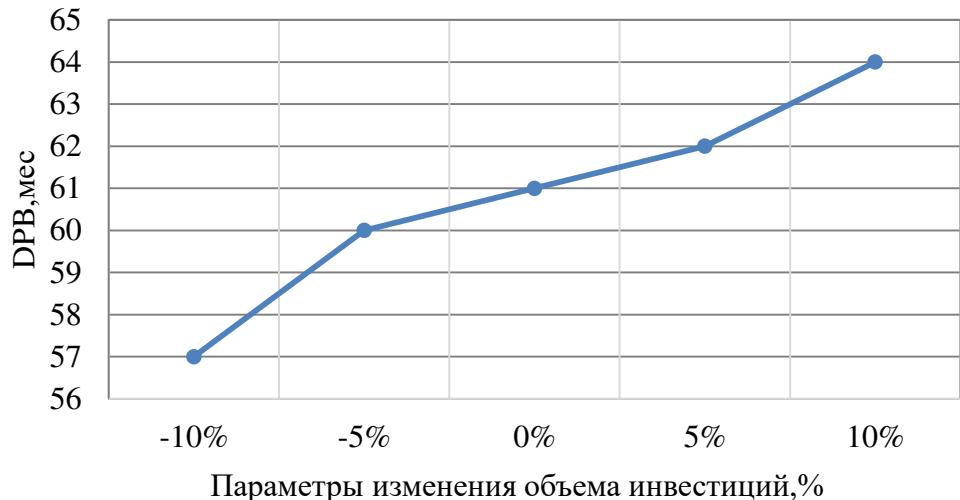


Рисунок 8.4 - изменение величины DPB в зависимости от изменения объёма инвестиций

При увеличении объема инвестиций - увеличивается дисконтированный срок окупаемости.

На рисунке 8.5 изображено изменение величины DPB в зависимости от изменения цены сбыта.

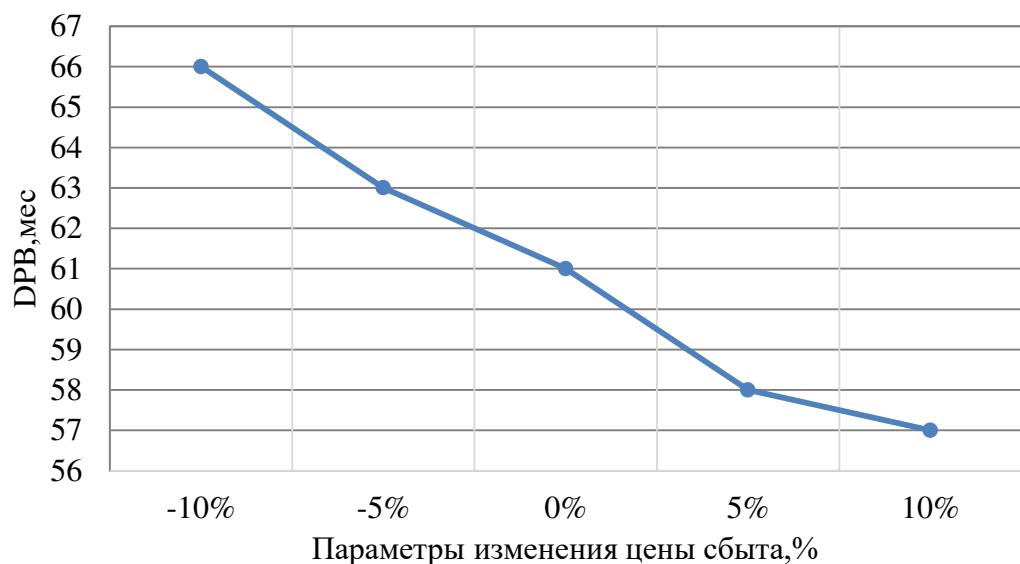


Рисунок 8.5- изменение величины DPB в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта способствует более скорому сроку окупаемости.

На рисунке 8.6 изображено изменение величины DPB в зависимости от изменения ставки дисконтирования

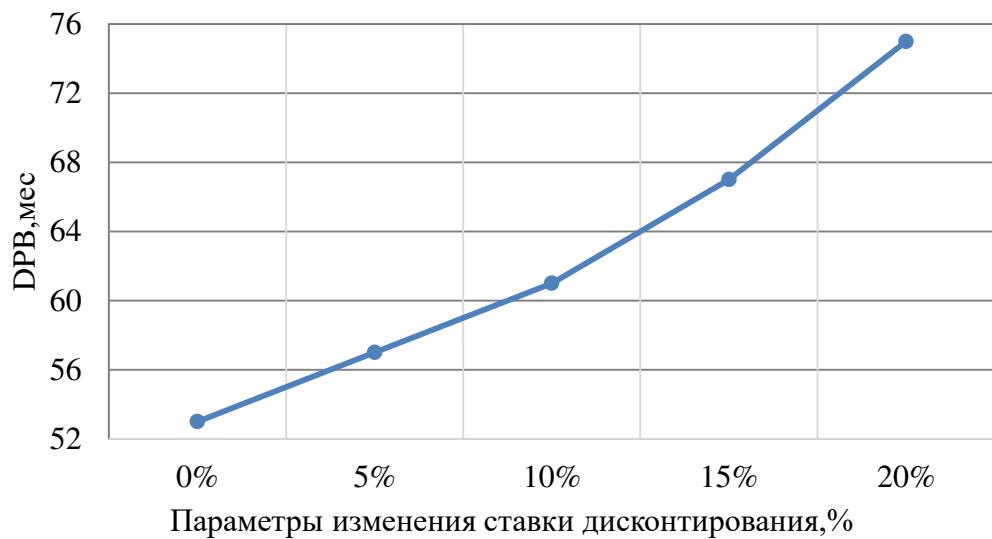


Рисунок 8.6 - изменение величины DPB в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования продлевает DPB.

Из полученных графиков видно, что наибольшее негативное влияние на DPB оказывает изменение ставки дисконтирования, а наиболее положительное влияние наблюдается при увеличении цены сбыта.

## **9 Оперативные блокировки безопасности. Устройство и принцип действия. Современные схемы блокировок**

### **9.1 Основные ошибки при переключениях, последствия неправильных переключений**

Важным средством предупреждения неправильных операций, производимых оперативным персоналом, является оснащение всех разъединителей и заземляющих ножей устройствами блокировки. Оперативная блокировка должна рассматриваться как дополнительное средство, препятствующее производству ошибочных операций. Персонал обязан знать инструкции по производству переключений в электрических распределительных устройствах и производить оперативные переключения сознательно, четко представляя очередность операций и конечную цель переключений.

Оперативные ошибки персонала, который обслуживает электроустановки, являются одной из основных причин возникновения технологических нарушений и несчастных случаев.

Одна из наиболее распространенных ошибок персонала – неправильно выбранное присоединение и соответственно коммутационный аппарат. Например, в соответствии с бланком переключения необходимо выполнить операцию по отключению линейного разъединителя присоединения «Линия 1». При этом работник, выполняющий оперативные переключения, не убедившись в правильности выбранного присоединения и коммутационного аппарата, отключает линейный разъединитель присоединения «Линия 2» под нагрузкой. Отключение разъединителя под нагрузкой сопровождается возникновением электрической дуги. При этом работник, выполняющий операцию, может быть поражен электрическим током, подвержен термическому воздействию электрической дуги. Сам коммутационный аппарат повреждается, а возникновение межфазного короткого замыкания может в свою очередь привести к повреждению других элементов оборудования данного присоединения.

Помимо ошибочно выбранного коммутационного аппарата, возможно также неправильный выбор рукоятки заземляющих устройств. Например, требуется вывести в ремонт выключатель присоединения. Оперативный работник, вместо включения стационарных заземляющих ножей на линейном разъединителе в сторону выключателя, включает СЗН в сторону линии на рабочее напряжение. Это приводит к трехфазному короткому замыканию со всеми вытекающими из этого последствиями.

Следует также отметить, что одной из наиболее распространенных причин возникновения оперативных ошибок – являются ошибки в бланках переключения. Бланки переключения перед непосредственным выполнением переключений должны проверяться работником, который будет выполнять переключения, а также работником, контролирующим данные переключения.

При отсутствии контролирующего лица, правильность составления бланков переключения проверяет вышестоящий оперативный персонала (дежурный диспетчер, старший дежурный).

## **9.2 Основные требования к оперативными блокировкам**

Основные требования к оперативной блокировке:

- блокировка должна быть полной, т.е. предусматривать блокирование всех неправильных операций, которые могут быть произведены разъединителями;
- устройства оперативной блокировки и блокировки заземляющих ножей должны осуществляться по общей схеме;
- блокировка должна быть надежна в эксплуатации.

Недопустимо, чтобы при различных неисправностях или исчезновении напряжения оперативного тока блокировка позволяла производить операции с разъединителями;

- приводы разъединителей должны запираться блок-замками только в крайних положениях "Включено" и "Отключено". В промежуточных положениях устройства блокировки должны препятствовать запиранию приводов и выниманию ключа из замка;
- установка механических замков на приводах должна производиться на неподвижных деталях, чтобы не увеличивать инерцию подвижных частей механизма;
- при наличии устройств механической блокировки приводы выключателей (за исключением шиносоединительных) должны запираться блок-замком только в отключенном положении, чтобы выключатели не могли быть включены ни дистанционно, ни вручную. Приводы шиносоединительных выключателей должны запираться в двух положениях: "Включено" и "Отключено". При устройстве электромагнитной и электромеханической блокировок установки замков на приводах выключателей не требуется;
- установка механических замков на приводах выключателей (за исключением шиносоединительных) должна выполняться так, чтобы при включенном выключателе невозможно было вынуть ключ из замка;
- необходимо также выполнить указанную блокировку так, чтобы не вызвать отключения выключателей при попытке вынуть ключ из замка.
- блокировка не должна без надобности усложнять или замедлять операции

с разъединителями, что особенно важно при большом количестве присоединений. Блокировочная аппаратура должна быть доступна для осмотра при наличии напряжения на блокируемом оборудовании;

- блокировка не должна препятствовать включению и отключению выключателя при разобранной схеме (отключенных разъединителях присоединения). Однако блокировка должна исключать возможность подачи напряжения на заземленные участки присоединений включением выключателя.

В том случае, если блокировка не разрешает проведение какой-либо операции, необходимо прекратить переключения и проверить:

- 1)Правильность выбранного присоединения;
- 2) Положение коммутационных аппаратов, связанных с производством переключения, и его соответствие производимой на данном присоединении операции;
- 3)Целостность предохранителей в цепях питания блокировки или включенное положение автоматов;
- 4)Исправность электромагнитного ключа.

Если будет выявлена неисправность оперативной блокировки, об этом необходимо сообщить лицу, отдавшему распоряжение о переключениях. Оперативному персоналу, непосредственно производящему переключения, запрещается самовольно деблокировать устройства блокировки.

Деблокирование (со снятием пломб) коммутационных аппаратов является крайней мерой и допускается только с разрешения начальника электроцеха или его заместителя на электростанциях; начальника подстанции или группы подстанций в электрических сетях. В аварийных ситуациях разрешение на деблокировку может дать диспетчер РДП (или ЦДП) или дежурный инженер электростанции.

Если возникла необходимость деблокировки, а переключение производилось без бланка переключений, необходимо его составить. В бланк должна быть внесена операция деблокировки. При производстве операции в соответствии с бланком в нем необходимо сделать отметку об операции деблокировки.

Деблокировка замка ЗБ-1 и электромеханического замка ЗЭ производится снятием пломбы и нажатием на деблокировочный рычажок. При этом отводится запорный стержень, отпирается привод разъединителя при наличии замка ЗБ-1 и освобождается ползун замка, позволяя вынуть ключ, если установлен замок ЗЭ.

Для деблокировки замков ЭМБЗ и замков механической блокировки производится их снятие.

В РУ высокого напряжения, где демонтированы рычажки, при деблокировке необходимо снять торцевую крышку со стороны установки

ключа и удалить запорный стержень, освобождая этим привод.

О деблокировке производится запись в оперативном журнале.

### **9.3 Виды оперативных блокировок безопасности:**

- 1)Механическая;
- 2)Электромеханическая;
- 3)Электромагнитная;
- 4)Логическая (цифровая).

1) Механическая блокировка – это блокировка непосредственного действия, которая может быть выполнена на близко расположенных аппаратах. Например, блокировка разъединителя со своим выключателем в КРУ выполняется в виде запирающей рукоятки, когда при включенном положении выключателя запирается разъединитель и оперировать им не разрешается. Точно таким же образом выполнена механическая блокировка заземляющих ножей со своим разъединителем (когда разъединитель включен, заземляющие ножи надежно заперты рукоятками). Такая блокировка применяется в РУ до 220кВ. Достоинство этой блокировки – простота, недостаток – узкая область применения, может быть выполнена только на близко расположенных аппаратах.

#### **Принцип действия механической блокировки**

На рисунке 9.1 показан пример выполнения механической замковой блокировки разъединителей в схеме с одной системой сборных шин. Каждый разъединитель и выключатель имеют свой запорный замок, который состоит из корпуса 3 и подвижного стержня с выступающей частью 1. Стержень входит в стопорное отверстие привода 2 блокируемого аппарата. На втором конце подвижного стержня, который находится внутри корпуса, имеются специальные выступы, соответствующие прорезям переносного ключа 4. Ключ может быть вставлен в замок или вынут из него только в конечных положениях привода, когда фиксирующий стержень входит в предназначеннное для него отверстие. Во избежание ошибок ключ и замок выполняются с определенным секретом.

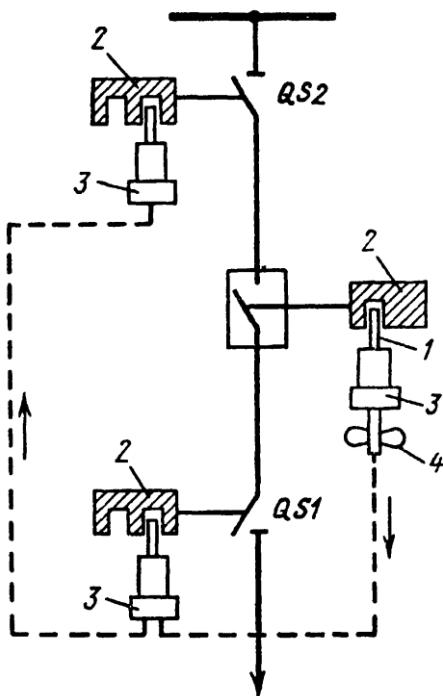


Рисунок 9.1 – Принципиальная схема механической замковой блокировки разъединителей.

Порядок работы блокировки следующий. Нормально ключ находится в замке выключателя. Вынуть его можно только в отключенном положении выключателя. При снятии ключа фиксирующий подвижный стержень замка запирает привод выключателя в отключенном положении. После этого вынутым ключом производят отпирание замка линейного разъединителя: вставляют ключ в отверстие корпуса, зацепляют подвижный стержень и вытягивают его поворотом ключа. Затем отключают линейный разъединитель QS1. После отключения разъединитель запирают замком в новом положении, а ключ освобождают. Аналогично производят операции и с шинным разъединителем QS2. Для включения электрической цепи все действия производят в обратном порядке.

Механическую блокировку применяют обычно в схемах с малым числом присоединений (обычно до 10).

2) Электромеханическая блокировка более сложная, она применяется в тех случаях, когда есть только дистанционное управление аппаратами со щита управления. Эта блокировка состоит из целого комплекса замков на ключах управления, каждый из которых имеет свои секреты. Открываются эти замки своими ключами только в том случае, если операции с данным аппаратом оперативная блокировка разрешает. Эта блокировка достаточно надежная, однако у нее есть один недостаток – она может быть выполнена только при отсутствии местного управления и только в пределах одной ячейки или системы шин.

3) Электромагнитная блокировка пригодна для любых схем первичных цепей, проста в эксплуатации.

Электромагнитная блокировка рекомендуется для распределительных устройств со сложными схемами первичных соединений независимо от напряжения при большом количестве присоединений (более 10). Достоинством этой системы являются ее универсальность (она применима для любой конструкции распределительного устройства и при любой схеме первичных соединений), простота операций (автоматичность действий КСА) при минимальных затратах времени. Недостатком можно считать наличие длинных кабелей при исполнении схемы блокировки и возможные их обрывы.

### Принцип действия электромагнитной блокировки

Исполнительным органом электромагнитной блокировки является блок-замок, устанавливаемый на приводе каждого коммутационного аппарата. В этом замке есть контакты, на которых напряжение будет только в том случае, если допускаются операции с приводом. Блок-замок отпирается с помощью электромагнитного ключа. Ключ – один на все присоединения.

На рисунке 9.2 изображено устройство ЭМБ.

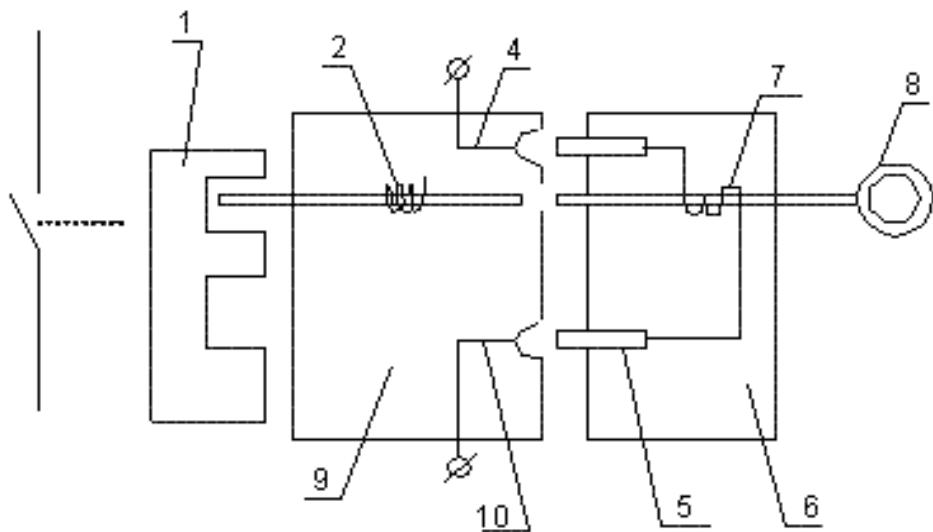


Рисунок 9.2 – устройство ЭМБ

Блокировка состоит из замка 9, устанавливаемого на приводе 1, и универсального переносного ключа 6. Замок 9 состоит из пластмассового корпуса, в котором размещается стержень 3, пружина 2, гнезда 4 и 10. Под действием пружины 2 стержень 3 выходит из корпуса и запирает привод 1. Переносной ключ 6 состоит из пластмассового корпуса, в котором размещены штыри 5, катушка 7 и сердечник катушки 8. Если отключение привода разрешено, то от источника постоянного тока подводится напряжение к гнездам 4 и 10. Оперативный персонал вставляет ключ штырями в гнезда замка. По катушке 7 протекает ток, намагничивая сердечник 8 и соприкасающийся с ним стержень 3. Оперативный персонал при помощи кольца вытягивает

сердечник 8 и стержень 3, отпирая привод 1. Кроме этого, у замков старого образца имеются сбоку два рычажка с отверстиями для пломбировки (или язычок). У замков нового типа ничего этого нет, зато есть деблокирующий магнитный ключ, для которого наличие напряжения совершенно не нужно. Пользоваться, по понятным причинам оперативному персоналу этим ключом запрещено, теряется весь смысл оперативной блокировки.

#### 4) Логическая (программная) блокировка разъединителей:

Программная (логическая) блокировка, реализуется в контроллерах присоединений в составе АСУ ТП с использованием блокировочных элементов приводов.

Программная блокировка используется с соблюдением следующих условий:

- Элементы электромагнитной блокировки в приводах коммутационных аппаратов (блок-замки, реле блокировки) сохраняются.

- Положение коммутационных аппаратов и измерения, участвующие в алгоритме блокировки, вводятся через модули ввода-вывода контроллеров АСУ ТП. При каждом изменении состояния входных сигналов производится расчет по заданным в контроллере алгоритмам. По результатам вычислений контроллер выдает команды разрешения оперирования коммутационными аппаратами.

- Не допускается применения в качестве датчиков положения коммутационных аппаратов реле повторителей блок-контактов, реле положения включено, реле положения отключено или их аналогов.

- Для коммутационных аппаратов, выполненных из однофазных элементов, предусматриваются один сигнал управления КА и один сигнал разрешения блокировки с организацией размножения сигналов по месту расположения КА, кроме тех случаев, когда это недопустимо по условиям переключений в главной схеме ПС, например, замена фазы АТ или ШР на резервную.

- Контроллеры присоединений для приводов формируют отдельные команды:

- 1) Команда «Разрешить операцию» - для подачи напряжения на блок-замок электромагнитной блокировки или на обмотку реле блокировки; Формирование команд «Разрешить операцию» выполняется в контроллере для каждого коммутационного аппарата, в том числе и для коммутационных аппаратов с ручным приводом. Формируется команда посредством логических алгоритмов, запрограммированных в контроллерах в соответствии с логикой традиционных релейно-контактных схем. Блокируется или разрешается выдача

команды «Разрешить операцию» (разрешения управления) из контроллера нижнего уровня непосредственно в схему управления приводом коммутационного аппарата.

2) Команда «Выполнить управление» - для отключения-включения от АСУ ТП в цепи управления привода коммутационного аппарата. Дистанционные команды «Выполнить управление» для аппаратов, имеющих двигательные приводы, формируются контроллером присоединения, активизируются с АРМ дежурного или с интерфейса контроллера присоединения нижнего уровня и поступают в цепи управления привода. При этом логическая допустимость операции проверяется на уровне контроллера.

3) Начатая операция по управлению коммутационным аппаратом должна быть завершена. Команды «Разрешить операцию» и «Выполнить управление» должны присутствовать на выходе контроллера до окончания операции управления. Предусматривается непрерывный контроль положения коммутационных аппаратов с функциями контроля длительности работы приводов и сигнализации при превышении необходимого по заводским данным на аппарат времени на операцию.

- Для коммутационных аппаратов с ручным приводом формируется только команда «Разрешить операцию». При этом напряжение подается на блок-замок (электромагнит блокировки) электромагнитной блокировки ручного управления.

- У отдельных производителей АСУ ТП контроллер присоединения может быть совмещён в одно устройство с микропроцессорным терминалом РЗА, выполняющим функции автоматики управления выключателем. В этом случае терминал РЗА должен отвечать всем требованиям, предъявляемым к контроллерам АСУ ТП.

- На установленные в двигательных приводах коммутационных аппаратов электромагнитные блок-замки (электромагнит блокировки) для блокировки ручного управления команда «Разрешить операцию» формируется из контроллера с предварительной логической проверкой допустимости её выполнения (для управления в случае отсутствия питания привода по каким-либо причинам).

- Коммутационные аппараты с возможностью ручного управления (рукояткой) оперативным персоналом без блок-замков (электромагнитов блокировки) блокировки ручного управления на ПС ЕНЭС применять запрещается.

- Запрещается подача команд в привод управляемого коммутационного аппарата при неопределенном состоянии любого из коммутационных аппаратов, задействованных в схеме его блокировки.

- Не допускается одномоментная реализация команд управления на двух и более коммутационных аппаратах.

- Положение каждой фазы, каждого элемента фазы коммутационного аппарата и измерения токов и напряжений, участвующие в алгоритме блокировки, вводятся в контроллер присоединения медным контрольным кабелем. Организация любых параллельных, последовательных цепей из блок-контактов фаз, элементов фаз коммутационных аппаратов должна быть выполнена программно в контроллере присоединения, запрещается их выполнение контрольным кабелем в пределах коммутационного аппарата, его фаз, элементов фаз, ячейки в целом и между ячейками. Обмен информацией между контроллерами должен быть реализован с использованием цифровых информационных каналов. При этом обеспечивается передача состояния сигналов с использованием флагов качества для обеспечения достоверной работы алгоритмов (при наличии в разрешающей цепочке алгоритма хотя бы одного сигнала с флагом недостоверности сигнал разрешения управления не должен формироваться). В отдельных случаях допускается выполнять обмен информацией между контроллерами физическим сигналом (контрольным кабелем). Программная блокировка коммутационных аппаратов одного присоединения должна выполняться, как правило, в одном контроллере.

- Номинальные напряжения электромагнитов блокировок, блок-замков, реле команд управления, дискретных входов и выходов контроллеров присоединений должны соответствовать напряжению питания схемы оперативной блокировки. Как правило, это постоянный ток напряжением 220 В.

- Дискретные выходы контроллеров присоединения «Разрешить операцию» и «Выполнить управление» должны быть разнесены по разным выходным блокам, рядам зажимов. При разработке монтажных схем должны быть исключены формирование команд разрешения и управления при случайном замыкании соседних клемм.

- При неисправности контроллера присоединения для подачи разрешения на реле блокировки (деблокирования), внутри шкафа контроллера предусматривается специальный ключ аварийного деблокирования. Ключ должен быть опломбирован. Пломба может быть нарушена только при неисправности контроллера присоединения и не возможности управления с него. Сигнал о переключении ключа «Аварийное деблокирование» должен фиксироваться в АСУ ТП (подключен как входной сигнал соседнего контроллера) и входить в состав предупредительной сигнализации.

## 9.4 Создание алгоритма блокировки для Канской ГЭС

Для проектируемой ГЭС принимаем программную (логическую) блокировку, реализуемую в контроллерах присоединений в составе АСУ ТП с использованием блокировочных элементов электромагнитной блокировки в приводах коммутационных аппаратов (блок-замки, реле блокировки).

Для ключевых точек главной схемы электрических соединений Канской ГЭС составлены таблицы их действия.

Порядок действия ОББ на генераторном блоке и ОРУ 110 кВ представлен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Алгоритмы блокировок безопасности

Разъединитель, РЛ	Условия, при которых операция с разъединителем (РЛ) разрешается
Операции с линейным разъединителем РВ1-Г1	Отключены: - фазы А, В, С выключателя генератора В-Г1 - фазы А, В, С ЗН2-Г1 - фазы А, В, С ЗН1-Г1
Операции с заземляющим ножом ЗН-Т1	Отключены: - фазы А, В, С РВ1-Г1 - фазы А, В, С РВ1-Г2 - фазы А, В, С РЛ-Т1 - фазы А, В, С РЛ-В11 - фазы А, В, С РЛ-В16
Операции с линейным разъединителем РЛ1-В11	Отключены: - фазы А, В, С ЗН1-В11 - фазы А, В, С ЗН2-В11 - фазы А, В, С выключателя В-11, данной ВЛ - фазы А, В, С ЗН1-В16 - фазы А, В, С ЗН-Т1
Операции с линейным разъединителем РЛ2-В11	Отключены: - фазы А, В, С ЗН4-В11 - фазы А, В, С ЗН3-В11 - фазы А, В, С выключателя В-11, данной ВЛ - фазы А, В, С ЗН1-В12 - фазы А, В, С ЗН-ВЛ1
Операции с линейным разъединителем РЛ-ВЛ1	Отключены: - фазы А, В, С ЗН-ВЛ1 - фазы А, В, С ЗН1-В12 - фазы А, В, С ЗН4-В11

Были представлены операции не для всех коммутационных аппаратов главной схемы станции, т.к алгоритмы для других элементов схемы будут аналогичные. Также в качестве графического представления работы ОББ составлены схемы блокировок заземляющих ножей и разъединителей. Рисунок 9.4 – 9.8

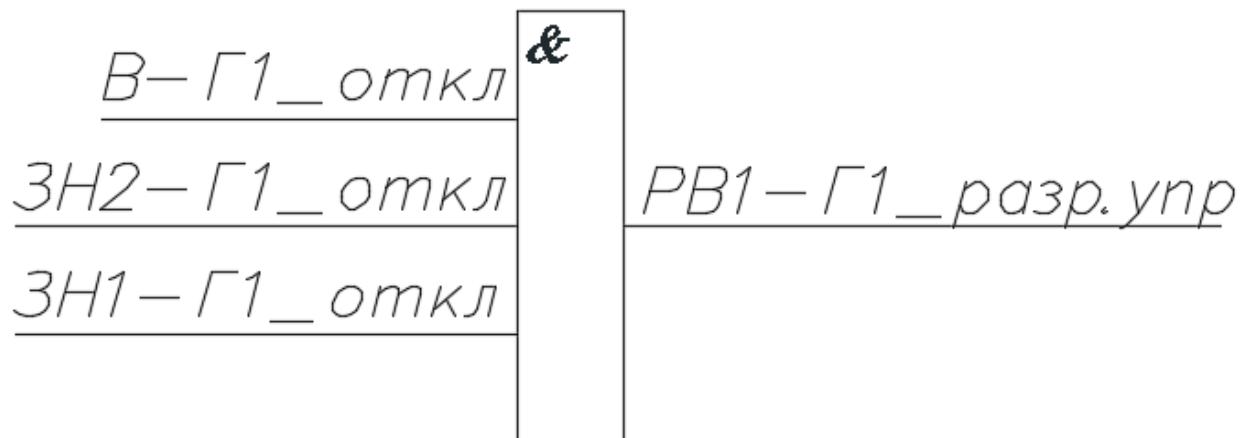


Рисунок 9.4 – Управление разъединителем РВ1-Г1

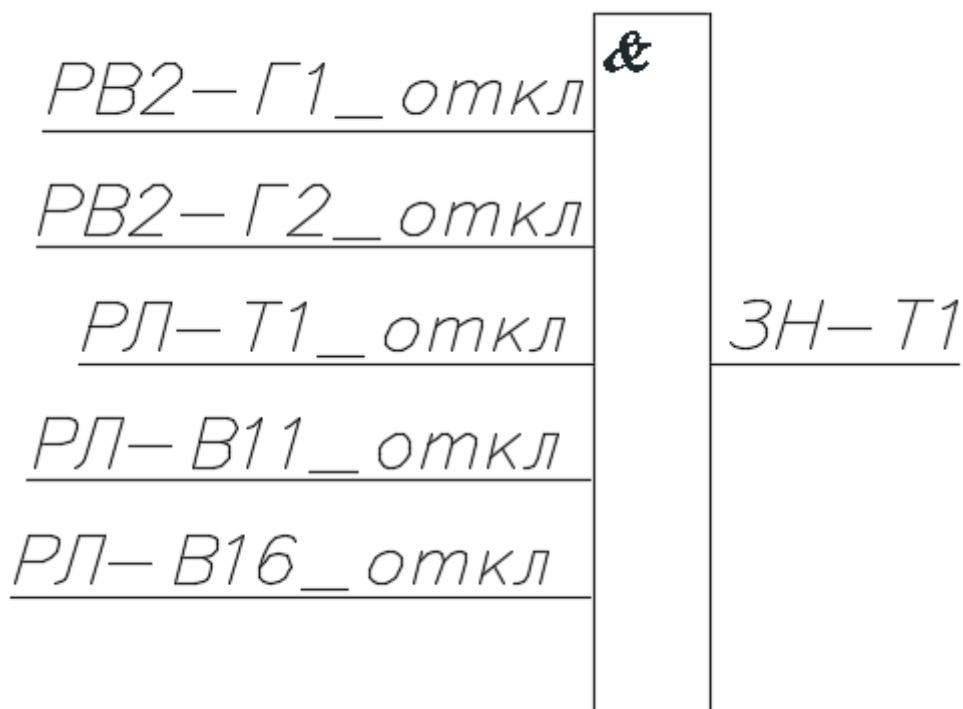


Рисунок 9.5 – Управление заземляющим ножом ЗН-Т1

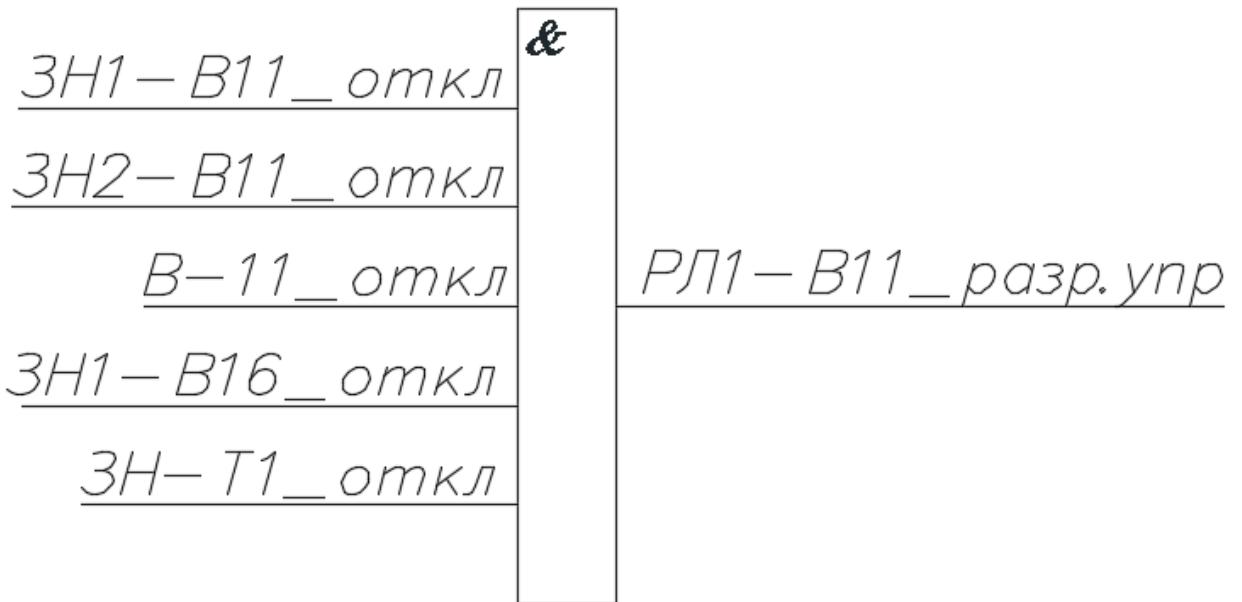


Рисунок 9.6 – Управление разъединителем РЛ1-В11

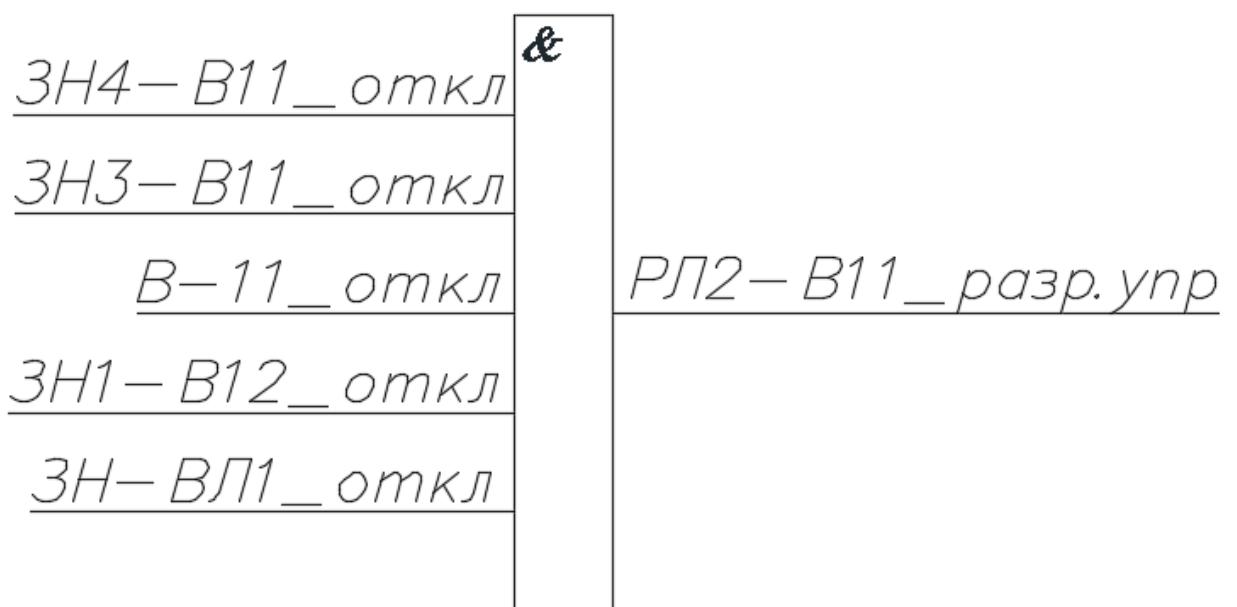


Рисунок 9.7 – Управление разъединителем РЛ2-В11

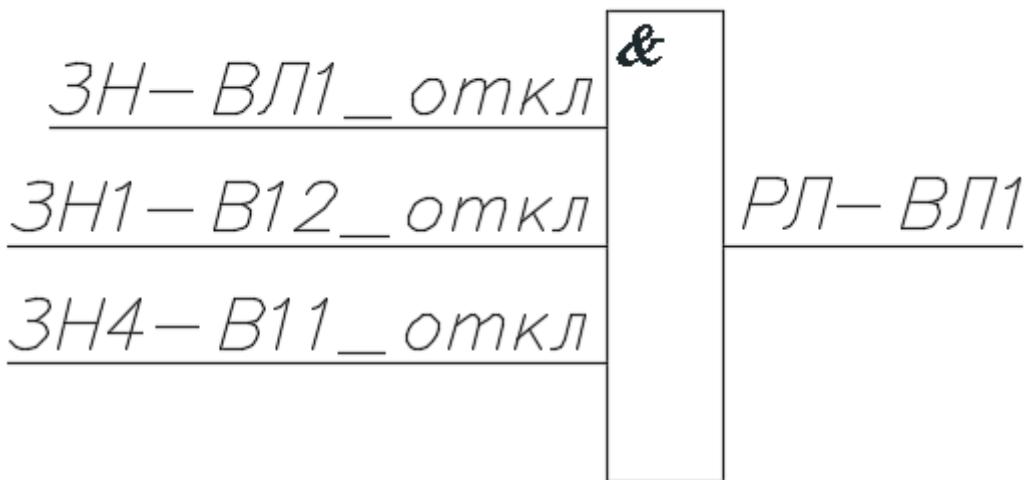


Рисунок 9.8 – Управление разъединителем РЛ-ВЛ1

## 9.5 Структурная схема ПТКу и интеграция схем в АСУ ТП

Для удобства управления и наглядного использования коммутационных аппаратов на монитор АРМ ОП САУ выводится структурная схема отображающая состояние коммутационных аппаратов в режиме реального времени. С помощью компьютерной мыши дежурный ОП управляет коммутационными аппаратами. Структурная схема на некоторых участках главной схемы отображена на рисунках 9.9 – 9.13.

В таблицах 9.1 – 9.5 показано состояние оперативных блокировок безопасности разрешающих либо запрещающих управление коммутационными аппаратами.

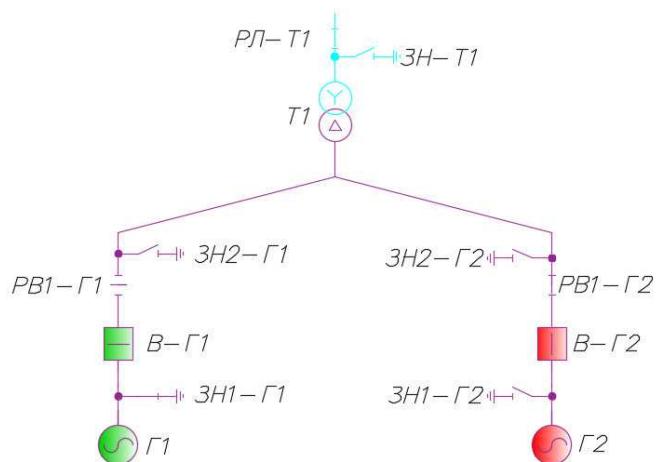


Рисунок 9.9 – структурная схема ПТК для Г1, Г2

Таблица 9.1 – Состояния блокировок в цепи генератора Г1, Г2

Запрет управления РЛ-Т1	Запрет управления РВ1-Г1	Запрещено управление ЗН2-Г1	Разрешено управление ЗН1-Г1
Запрет управления ЗН-Т1	Запрет управления РВ2-Г1	Запрет управления ЗН2-Г2	Запрет управления ЗН1-Г2

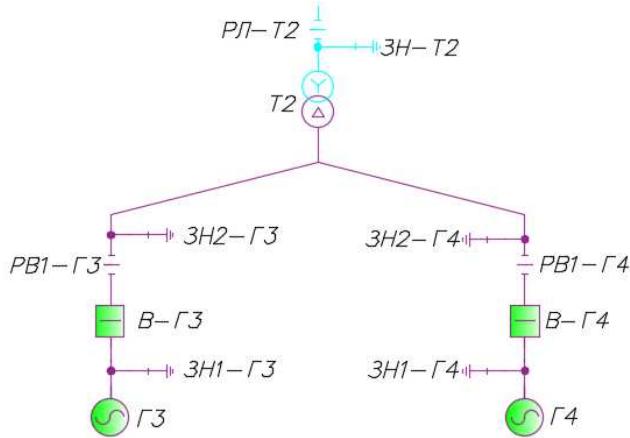


Рисунок 9.10 – структурная схема ПТК для Г3, Г4

Таблица 9.2 – Состояния блокировок в цепи генератора Г3, Г4

Запрет управления РЛ-T2	Запрет управления РВ1-Г1	Разрешено управление ЗН2-Г3	Разрешено управление ЗН1-Г4
Разрешено управление ЗН-T2	Запрет управления РВ2-Г1	Разрешено управление ЗН2-Г4	Разрешено управление ЗН1-Г4

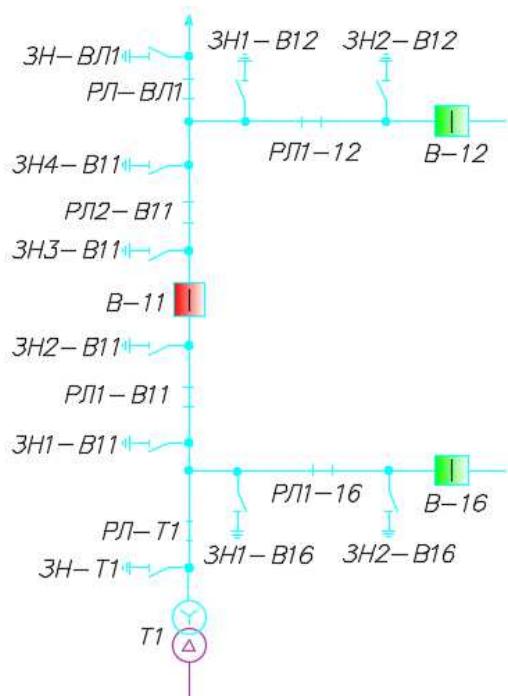


Рисунок 9.11 – структурная схема ПТК для части схемы ОРУ после Г1, Г2

Таблица 9.3 – Состояния блокировок в цепи генератора Г3, Г4

Запрет управления ЗН-T1	Запрет управления ЗН-T1	Запрет управления ЗН1-B16	Разрешено управление РЛ1-16
Запрет управления ЗН2-B16	Запрет управления ЗН1-B11	Запрет управления РЛ1-B11	Запрет управления ЗН2-B11
Запрет управления ЗН3-B11	Запрет управления РЛ2-B11	Запрет управления ЗН4-B11	Запрет управления ЗН1-B12
Разрешено управление РЛ1-12	Запрет управления ЗН2-B12	Запрет управления РЛ-BL1	Запрет управления ЗН-BL1

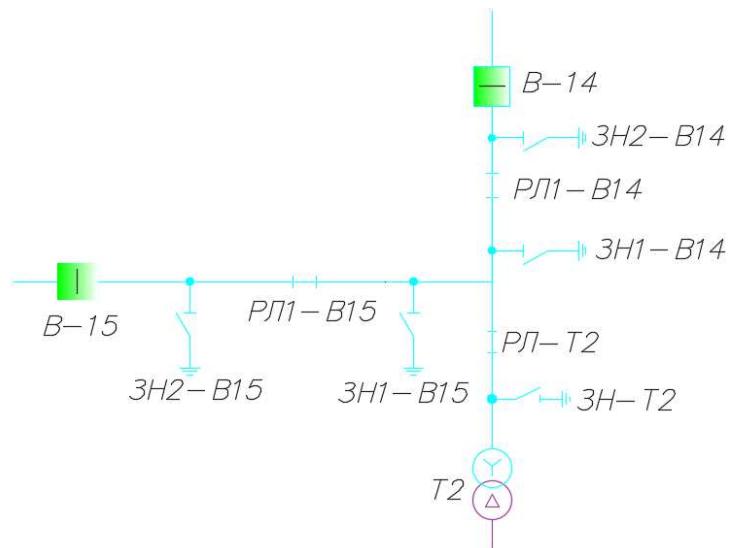


Рисунок 9.12 – структурная схема ПТК для части ОРУ после Г3, Г4 при включенных разъединителях

Таблица 9.4 – Состояния блокировок в цепи генератора Г3, Г4 при включенных разъединителях

Запрет управления ЗН-T2	Разрешено управление РЛ-T2	Запрет управления ЗН1-B15	Разрешено управление РЛ1-B15
Запрет управления ЗН2-B15	Запрет управления ЗН1-B14	Разрешено управление РЛ1-B14	Запрет управления ЗН2-B14

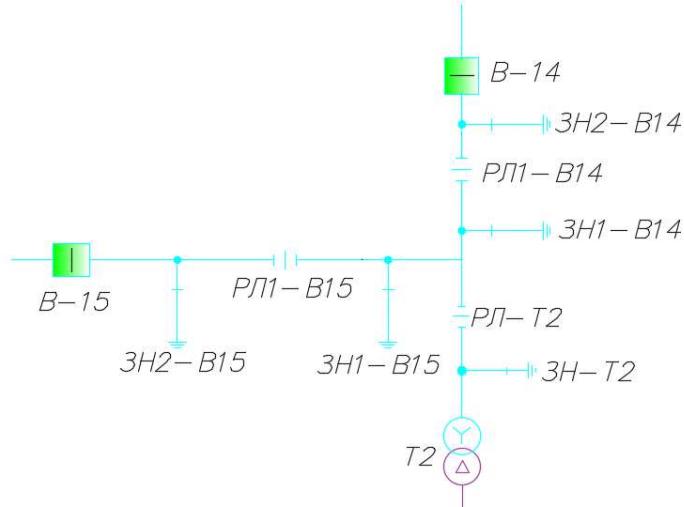


Рисунок 9.13 – структурная схема ПТК для части ОРУ после Г3, Г4 при включенных ЗН

Таблица 9.5 – Состояния блокировок в цепи генератора Г3, Г4 при включенных ЗН

Разрешено управление ЗН-T2	Запрет управления РЛ-T2	Разрешено управление ЗН1-B15	Запрет управления РЛ1-B15
Разрешено управление ЗН2-B15	Разрешено управление ЗН1-B14	Запрет управления РЛ1-B14	Разрешено управление ЗН2-B14

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Канской ГЭС высотой 32,8 м на реке Кан, являющимся сооружением III класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев:  $Q_{0,1\%}=1121,15 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{0,01\%}=1303,9 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Канской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила  $N_{УСТ}=86,4 \text{ МВт}$ . Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 142,73 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 152 м и УМО составляет  $0,06 \text{ км}^3$ . Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1344 млн. кВт·ч.

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

- максимальный –  $H_{max}=26,37 \text{ м}$ ;
- расчетный –  $H_{расч}=19,42 \text{ м}$ ;
- минимальный –  $H_{min}=15,1 \text{ м}$ .

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС  $Q_{max}$ , соответствующий расчетному напору, составляет  $437,16 \text{ м}^3/\text{с}$ .

По результатам расчетов выбора турбин был определен оптимальный вариант с четырьмя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 4,0 м (ПЛ30Б–В–400).

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был выбран гидрогенератор СВ – 750/75 - 40.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ–110 кВ – "шестиугольник". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТД–63000/110, трансформаторы собственных нужд ТС – 1250/10,5/0,4.

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

Компоновка гидроузла была принята русловой. Водосливная плотина принята бетонной. Также имеется грунтовые плотины с правого и левого берега.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 30 м;
- здание ГЭС русского типа – 73 м;
- право и левобережные грунтовые плотины;

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

- ширина подошвы – 21,8 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 122 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий в свету – 10 м;
- отметка гребня – 156,8 м;
- ширина гребня – 12,5 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, разрезается каждый бык, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов. На каждом водосливном отверстии устраиваем швы надрезы до фундаментной плиты.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,24 соответственно (нормативное значение для сооружений III класса – 1,15). Таким образом, плотина Канская 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. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,21 руб/кВт·ч.
- срок окупаемости проекта 6 лет 4 месяца

## 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. 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.
3. Некленаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Некленаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
5. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
6. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
7. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений» Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
8. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП, 2013.
9. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
10. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
11. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЛ ВН 6/10 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго-Завод». – Режим доступа: <http://energo-zavod.com>
12. Каталог «Трансформаторы силовые масляные -110 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru>
13. Каталог «Высоковольтная аппаратура» [Электронный ресурс] // ООО «ЭнергоСпецКомплект». – Режим доступа: <http://www.energospec.ru>
14. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>
15. 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.

16. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.

17. СТО 56947007-29.240.124-2012 Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС». – Введ. 09.07.2012. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2012. – 33 с.

18. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.

19. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартинформ, 2017. – 15 с.

20. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

21. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

22. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.

23. 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 – Расчет для типичных суток февраля**

t	Q,быт	Q ф	Q в-ща	Q х сб	Q гэс	Q нб	Q вхк	V нач	ΔV	Vкон	Zн	Zк	Zср	Zнб	H	Nгэс
6:00	42	2	110	0	152	154	30	0,092	0,010	0,082	152,00	150,49	151,24	125,86	25,10	32,8
7:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,082	-0,001	0,084	150,49	150,67	150,58	124,40	25,90	6,2
8:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,084	-0,001	0,085	150,67	150,86	150,77	124,40	26,09	6,3
9:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,085	-0,001	0,086	150,86	151,05	150,96	124,40	26,28	6,3
10:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,086	-0,001	0,087	151,05	151,24	151,15	124,40	26,47	6,4
11:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,087	-0,001	0,089	151,24	151,43	151,34	124,40	26,66	6,4
12:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,089	-0,001	0,090	151,43	151,62	151,53	124,40	26,85	6,5
13:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,090	-0,001	0,091	151,62	151,81	151,72	124,40	27,04	6,5
14:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,091	-0,001	0,092	151,81	152,00	151,91	124,40	27,23	6,6
15:00	42	2	92	0	134	136	30	0,092	0,008	0,084	152,00	150,76	151,38	125,67	25,43	29,3
16:00	42	2	90	0	132	134	30	0,084	0,008	0,076	150,76	149,55	150,15	125,65	24,23	27,5
17:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,076	-0,001	0,078	149,55	149,74	149,65	124,40	24,97	6,0
18:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,078	-0,001	0,079	149,74	149,93	149,83	124,40	25,16	6,1
19:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,079	-0,001	0,080	149,93	150,11	150,02	124,40	25,34	6,1
20:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,080	-0,001	0,081	150,11	150,30	150,21	124,40	25,53	6,1
21:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,081	-0,001	0,082	150,30	150,49	150,39	124,40	25,72	6,2
22:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,082	-0,001	0,084	150,49	150,67	150,58	124,40	25,90	6,2
23:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,084	-0,001	0,085	150,67	150,86	150,77	124,40	26,09	6,3
0:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,085	-0,001	0,086	150,86	151,05	150,96	124,40	26,28	6,3
1:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,086	-0,001	0,087	151,05	151,24	151,15	124,40	26,47	6,4
2:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,087	-0,001	0,089	151,24	151,43	151,34	124,40	26,66	6,4
3:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,089	-0,001	0,090	151,43	151,62	151,53	124,40	26,85	6,5
4:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,090	-0,001	0,091	151,62	151,81	151,72	124,40	27,04	6,5
5:00	42	2	-14	0	28	30	30	0,091	-0,001	0,092	151,81	152,00	151,91	124,40	27,23	6,6

## Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчет для типичных суток марта

t	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>φ</sub>	Q <sub>в-ща</sub>	Q <sub>х сб</sub>	Q <sub>гэс</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>вхк</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>н</sub>	Z <sub>к</sub>	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>нб</sub>	H	N <sub>гэс</sub>
6:00	43	2	120	0	163	165	30	0,092	0,010	0,082	152,00	150,35	151,18	125,98	24,92	34,9
7:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,082	-0,001	0,083	150,35	150,55	150,45	124,40	25,78	6,2
8:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,083	-0,001	0,084	150,55	150,76	150,65	124,40	25,98	6,3
9:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,084	-0,001	0,086	150,76	150,96	150,86	124,40	26,18	6,3
10:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,086	-0,001	0,087	150,96	151,16	151,06	124,40	26,38	6,4
11:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,087	-0,001	0,088	151,16	151,36	151,26	124,40	26,58	6,4
12:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,088	-0,001	0,089	151,36	151,57	151,47	124,40	26,79	6,5
13:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,089	-0,001	0,091	151,57	151,77	151,67	124,40	26,99	6,5
14:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,091	-0,001	0,092	151,77	151,98	151,87	124,40	27,20	6,5
15:00	43	2	100	0	143	145	30	0,092	0,009	0,083	151,98	150,63	151,30	125,76	25,26	31,0
16:00	43	2	94	0	137	139	30	0,083	0,008	0,075	150,63	149,37	150,00	125,70	24,02	28,3
17:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,075	-0,001	0,077	149,37	149,57	149,47	124,40	24,79	6,0
18:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,077	-0,001	0,078	149,57	149,77	149,67	124,40	25,00	6,0
19:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,078	-0,001	0,079	149,77	149,97	149,87	124,40	25,20	6,1
20:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,079	-0,001	0,080	149,97	150,17	150,07	124,40	25,39	6,1
21:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,080	-0,001	0,082	150,17	150,37	150,27	124,40	25,60	6,2
22:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,082	-0,001	0,083	150,37	150,57	150,47	124,40	25,80	6,2
23:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,083	-0,001	0,084	150,57	150,78	150,68	124,40	26,00	6,3
0:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,084	-0,001	0,086	150,78	150,98	150,88	124,40	26,20	6,3
1:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,086	-0,001	0,087	150,98	151,18	151,08	124,40	26,40	6,4
2:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,087	-0,001	0,088	151,18	151,38	151,28	124,40	26,61	6,4
3:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,088	-0,001	0,090	151,38	151,59	151,49	124,40	26,81	6,5
4:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,090	-0,001	0,091	151,59	151,79	151,69	124,40	27,01	6,5
5:00	43	2	-15	0	28	30	30	0,091	-0,001	0,092	151,79	152,00	151,89	124,40	27,22	6,6

## Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчет для типичных суток апреля

t	Q,быт	Q ф	Q в-ща	Q х сб	Q гэс	Q нб	Q вхк	V нач	ΔV	Vкон	Zн	Zк	Zср	Zнб	H	Nгэс
17:00	186	2	210	0	396	398	30	0,092	0,018	0,074	152,00	149,15	150,58	127,85	22,73	77,4
18:00	186	2	190	0	376	378	30	0,074	0,016	0,057	149,15	146,37	147,76	127,73	20,03	64,8
19:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,057	-0,002	0,060	146,37	146,76	146,57	125,97	20,60	28,7
20:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,060	-0,002	0,062	146,76	147,13	146,94	125,97	20,98	29,2
21:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,062	-0,002	0,064	147,13	147,49	147,31	125,97	21,34	29,7
22:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,064	-0,002	0,066	147,49	147,84	147,67	125,97	21,70	30,2
23:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,066	-0,002	0,068	147,84	148,19	148,02	125,97	22,05	30,7
0:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,068	-0,002	0,070	148,19	148,52	148,36	125,97	22,39	31,2
1:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,070	-0,002	0,072	148,52	148,85	148,69	125,97	22,72	31,7
2:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,072	-0,002	0,074	148,85	149,18	149,02	125,97	23,05	32,1
3:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,074	-0,002	0,076	149,18	149,50	149,34	125,97	23,37	32,6
4:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,076	-0,002	0,078	149,50	149,82	149,66	125,97	23,69	33,0
5:00	186	2	102	0	288	290	30	0,078	0,009	0,069	149,82	148,44	149,13	127,12	22,01	54,5
6:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,069	-0,002	0,071	148,44	148,77	148,61	125,97	22,64	31,5
7:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,071	-0,002	0,074	148,77	149,10	148,93	125,97	22,97	32,0
8:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,074	-0,002	0,076	149,10	149,42	149,26	125,97	23,29	32,4
9:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,076	-0,002	0,078	149,42	149,74	149,58	125,97	23,61	32,9
10:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,078	-0,002	0,080	149,74	150,06	149,90	125,97	23,93	33,3
11:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,080	-0,002	0,082	150,06	150,38	150,22	125,97	24,25	33,8
12:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,082	-0,002	0,084	150,38	150,70	150,54	125,97	24,57	34,2
13:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,084	-0,002	0,086	150,70	151,03	150,86	125,97	24,90	34,7
14:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,086	-0,002	0,088	151,03	151,35	151,19	125,97	25,22	35,1
15:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,088	-0,002	0,090	151,35	151,68	151,51	125,97	25,55	35,6
16:00	186	2	-24	0	162	164	30	0,090	-0,002	0,092	151,68	152,00	151,84	125,97	25,87	36,0

## Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Расчет для типичных суток мая

t	Q,быт	Q ф	Q в-ща	Q х сб	Q гэс	Q нб	Q вхк	V нач	ΔV	Vкон	Zн	Zк	Zср	Zнб	H	Nгэс
6:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
7:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
8:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
9:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
10:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
11:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
12:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
13:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
14:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
15:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
16:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
17:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
18:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
19:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
20:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
21:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
22:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
23:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
0:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
1:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
2:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
3:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
4:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4
5:00	729	2	0	299	430	731	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,64	23,36	86,4

## Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Расчет для типичных суток июня

t	Q,быт	Q ф	Q в-ща	Q х сб	Q гэс	Q нб	Q вхк	V нач	ΔV	Vкон	Zн	Zк	Zср	Zнб	H	Nгэс
6:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
7:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
8:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
9:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
10:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
11:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
12:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
13:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
14:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
15:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
16:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
17:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
18:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
19:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
20:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
21:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
22:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
23:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
0:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
1:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
2:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
3:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
4:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4
5:00	524	2	0	93	431	526	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,42	23,30	86,4

## Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Расчет для типичных суток июль

t	Q,быт	Q ф	Q в-ща	Q х сб	Q гэс	Q нб	Q вхк	V нач	ΔV	Vкон	Zн	Zк	Zср	Zнб	H	Nгэс
6:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
7:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
8:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
9:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
10:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
11:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
12:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
13:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
14:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
15:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
16:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
17:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
18:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
19:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
20:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
21:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
22:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
23:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
0:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
1:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
2:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
3:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
4:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4
5:00	494	2	0	65	429	496	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	128,31	23,41	86,4

## Продолжение приложения А

Таблица А.7 – Расчет для типичных суток августа

t	Q,быт	Q ф	Q в-ща	Q х сб	Q гэс	Q нб	Q вхк	V нач	ΔV	Vкон	Zн	Zк	Zcp	Zнб	H	Nгэс
5:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
6:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
7:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
8:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
9:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
10:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
11:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
12:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
13:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
14:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
15:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
16:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
17:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
18:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
19:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
20:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
21:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
22:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
23:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
0:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
1:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
2:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
3:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9
4:00	367	2	0	0	367	369	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,68	24,04	75,9

## Продолжение приложения А

Таблица А.8 – Расчет для типичных суток сентября

t	Q,быт	Q ф	Q в-ща	Q х сб	Q гэс	Q нб	Q вхк	V нач	ΔV	Vкон	Zн	Zк	Zcp	Zнб	H	Nгэс
5:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
6:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
7:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
8:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
9:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
10:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
11:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
12:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
13:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
14:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
15:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
16:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
17:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
18:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
19:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
20:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
21:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
22:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
23:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
0:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
1:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
2:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
3:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2
4:00	305	2	0	0	305	307	300	0,092	0,000	0,092	152,00	152,00	152,00	127,25	24,47	64,2

## Продолжение приложения А

Таблица А.9 – Расчет для типичных суток октября

t	Q,быт	Q ф	Q в-ща	Q х сб	Q гэс	Q нб	Q вхк	V нач	ΔV	Vкон	Zн	Zк	Zср	Zнб	H	Nгэс
7:00	226	2	231	0	457	459	30	0,092	0,020	0,072	152,00	148,87	150,43	128,16	21,99	86,4
8:00	226	2	-24	0	202	204	30	0,072	-0,002	0,074	148,87	149,19	149,03	126,37	22,38	38,9
9:00	226	2	-24	0	202	204	30	0,074	-0,002	0,076	149,19	149,51	149,35	126,37	22,70	39,4
10:00	226	2	-24	0	202	204	30	0,076	-0,002	0,078	149,51	149,83	149,67	126,37	23,03	40,0
11:00	226	2	-24	0	202	204	30	0,078	-0,002	0,080	149,83	150,15	149,99	126,37	23,35	40,6
12:00	226	2	-24	0	202	204	30	0,080	-0,002	0,082	150,15	150,47	150,31	126,37	23,67	41,1
13:00	226	2	-24	0	202	204	30	0,082	-0,002	0,084	150,47	150,80	150,63	126,37	23,99	41,7
14:00	226	2	-24	0	202	204	30	0,084	-0,002	0,087	150,80	151,12	150,96	126,37	24,31	42,2
15:00	226	2	-24	0	202	204	30	0,087	-0,002	0,089	151,12	151,45	151,28	126,37	24,64	42,8
16:00	226	2	-24	0	202	204	30	0,089	-0,002	0,091	151,45	151,77	151,61	126,37	24,96	43,4
17:00	226	2	237	0	463	465	30	0,091	0,020	0,070	151,77	148,58	150,18	128,19	21,71	86,4
18:00	226	2	-20	0	206,5	208,5	30	0,070	-0,002	0,072	148,58	148,85	148,71	126,41	22,02	39,1
19:00	226	2	-20	0	207	209	30	0,072	-0,002	0,074	148,85	149,11	148,98	126,41	22,29	39,6
20:00	226	2	-20	0	206,5	208,5	30	0,074	-0,002	0,075	149,11	149,37	149,24	126,41	22,55	40,0
21:00	226	2	-20	0	206,5	208,5	30	0,075	-0,002	0,077	149,37	149,63	149,50	126,41	22,81	40,5
22:00	226	2	-20	0	206,5	208,5	30	0,077	-0,002	0,079	149,63	149,89	149,76	126,41	23,07	41,0
23:00	226	2	-20	0	206,5	208,5	30	0,079	-0,002	0,080	149,89	150,15	150,02	126,41	23,33	41,4
0:00	226	2	-20	0	206,5	208,5	30	0,080	-0,002	0,082	150,15	150,41	150,28	126,41	23,59	41,9
1:00	226	2	-20	0	206,5	208,5	30	0,082	-0,002	0,084	150,41	150,67	150,54	126,41	23,85	42,4
2:00	226	2	-20	0	207	209	30	0,084	-0,002	0,085	150,67	150,94	150,81	126,41	24,12	42,8
3:00	226	2	-20	0	206,5	208,5	30	0,085	-0,002	0,087	150,94	151,20	151,07	126,41	24,38	43,3
4:00	226	2	-20	0	206,5	208,5	30	0,087	-0,002	0,089	151,20	151,47	151,33	126,41	24,64	43,8
5:00	226	2	-20	0	207	209	30	0,089	-0,002	0,090	151,47	151,73	151,60	126,41	24,91	44,2
6:00	226	2	-20	0	206	208	30	0,090	-0,002	0,092	151,73	152,00	151,87	126,41	25,18	44,6

## Продолжение приложения А

Таблица А.10 – Расчет для типичных суток ноября

t	Q,быт	Q ф	Q в-ща	Q х сб	Q гэс	Q нб	Q вхк	V нач	ΔV	Vкон	Zн	Zк	Zcp	Zнб	H	Nгэс
15:00	153	2	145	0	298	300	30	0,092	0,013	0,079	152,00	150,02	151,01	127,20	23,81	61,0
16:00	153	2	183	0	336	338	30	0,079	0,016	0,064	150,02	147,50	148,76	127,47	21,29	61,4
17:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,064	-0,002	0,066	147,50	147,82	147,66	125,64	22,02	24,8
18:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,066	-0,002	0,068	147,82	148,14	147,98	125,64	22,34	25,2
19:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,068	-0,002	0,069	148,14	148,45	148,29	125,64	22,66	25,5
20:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,069	-0,002	0,071	148,45	148,75	148,60	125,64	22,96	25,9
21:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,071	-0,002	0,073	148,75	149,05	148,90	125,64	23,26	26,2
22:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,073	-0,002	0,075	149,05	149,35	149,20	125,64	23,56	26,5
23:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,075	-0,002	0,077	149,35	149,64	149,49	125,64	23,86	26,9
0:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,077	-0,002	0,079	149,64	149,93	149,79	125,64	24,15	27,2
1:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,079	-0,002	0,081	149,93	150,23	150,08	125,64	24,44	27,5
2:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,081	-0,002	0,083	150,23	150,52	150,37	125,64	24,74	27,9
3:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,083	-0,002	0,085	150,52	150,82	150,67	125,64	25,03	28,2
4:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,085	-0,002	0,087	150,82	151,11	150,96	125,64	25,33	28,5
5:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,087	-0,002	0,088	151,11	151,41	151,26	125,64	25,63	28,9
6:00	153	2	133	0	286	288	30	0,088	0,011	0,077	151,41	149,63	150,52	127,10	23,42	57,6
7:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,077	-0,002	0,079	149,63	149,92	149,77	125,64	24,14	27,2
8:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,079	-0,002	0,081	149,92	150,21	150,07	125,64	24,43	27,5
9:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,081	-0,002	0,083	150,21	150,51	150,36	125,64	24,72	27,9
10:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,083	-0,002	0,085	150,51	150,80	150,65	125,64	25,02	28,2
11:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,085	-0,002	0,086	150,80	151,10	150,95	125,64	25,31	28,5
12:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,086	-0,002	0,088	151,10	151,40	151,25	125,64	25,61	28,9
13:00	153	2	-22	0	131	133	30	0,088	-0,002	0,090	151,40	151,70	151,55	125,64	25,91	29,2
14:00	153	2	-22	0	131	133	150	0,090	-0,002	0,092	151,70	152,00	151,85	125,64	26,21	29,5

## Продолжение приложения А

Таблица А.10 – Расчет для типичных суток декабря

t	Q,быт	Q ф	Q в-ща	Q х сб	Q гэс	Q нб	Q вхк	V нач	ΔV	Vкон	Zн	Zк	Zср	Zнб	H	Nгэс
5:00	70	2	219	0	289	291	30	0,092	0,019	0,073	152,00	149,03	150,51	127,13	23,11	57,4
6:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,073	-0,002	0,075	149,03	149,30	149,16	124,68	24,20	10,4
7:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,075	-0,002	0,077	149,30	149,57	149,43	124,68	24,47	10,5
8:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,077	-0,002	0,078	149,57	149,83	149,70	124,68	24,74	10,6
9:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,078	-0,002	0,080	149,83	150,10	149,97	124,68	25,01	10,8
10:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,080	-0,002	0,082	150,10	150,37	150,23	124,68	25,27	10,9
11:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,082	-0,002	0,083	150,37	150,63	150,50	124,68	25,54	11,0
12:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,083	-0,002	0,085	150,63	150,90	150,77	124,68	25,81	11,1
13:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,085	-0,002	0,087	150,90	151,17	151,04	124,68	26,08	11,2
14:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,087	-0,002	0,089	151,17	151,45	151,31	124,68	26,35	11,3
15:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,089	-0,002	0,090	151,45	151,72	151,58	124,68	26,62	11,4
16:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,090	-0,002	0,092	151,72	151,99	151,85	124,68	26,89	11,6
17:00	70	2	219	0	289	291	30	0,092	0,019	0,073	151,99	149,04	150,52	127,13	23,11	57,4
18:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,073	-0,002	0,075	149,04	149,31	149,18	124,68	24,22	10,4
19:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,075	-0,002	0,077	149,31	149,58	149,45	124,68	24,49	10,5
20:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,077	-0,002	0,078	149,58	149,85	149,71	124,68	24,75	10,6
21:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,078	-0,002	0,080	149,85	150,11	149,98	124,68	25,02	10,8
22:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,080	-0,002	0,082	150,11	150,38	150,25	124,68	25,29	10,9
23:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,082	-0,002	0,084	150,38	150,65	150,51	124,68	25,55	11,0
0:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,084	-0,002	0,085	150,65	150,92	150,78	124,68	25,82	11,1
1:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,085	-0,002	0,087	150,92	151,19	151,05	124,68	26,09	11,2
2:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,087	-0,002	0,089	151,19	151,46	151,32	124,68	26,36	11,3
3:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,089	-0,002	0,090	151,46	151,73	151,60	124,68	26,64	11,5
4:00	70	2	-20	0	50	52	30	0,090	-0,002	0,092	151,73	152,00	151,87	124,68	26,91	11,6

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

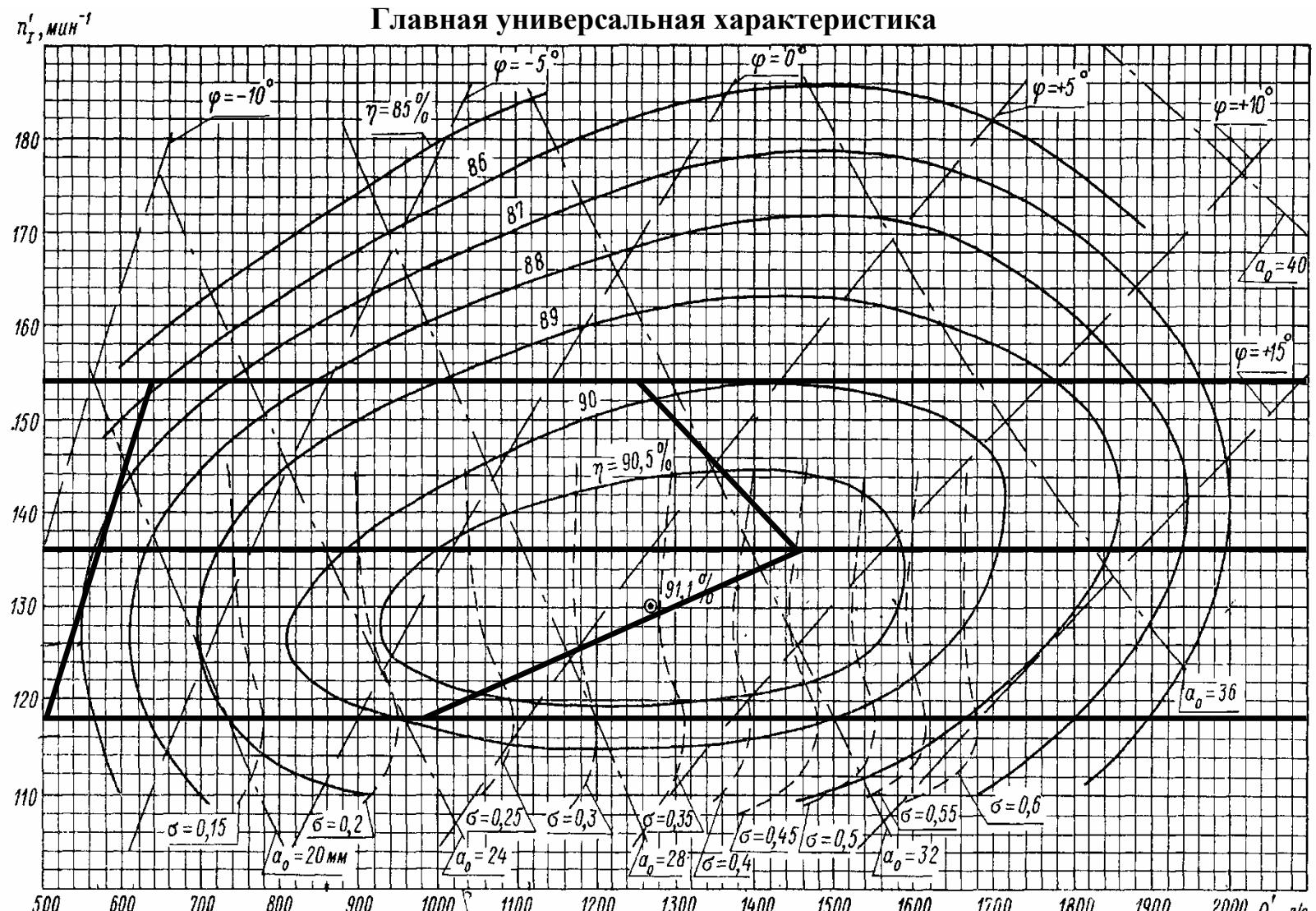
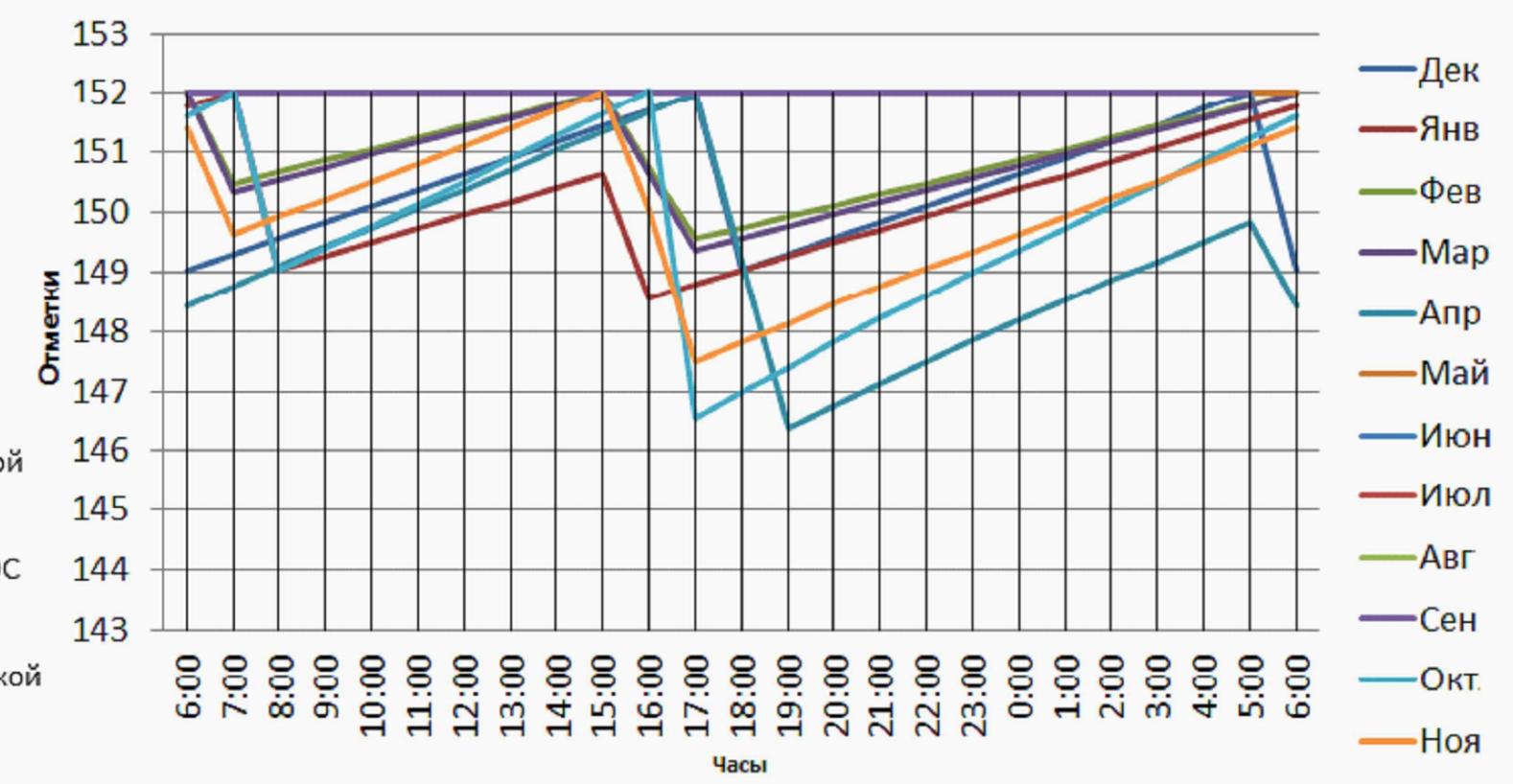
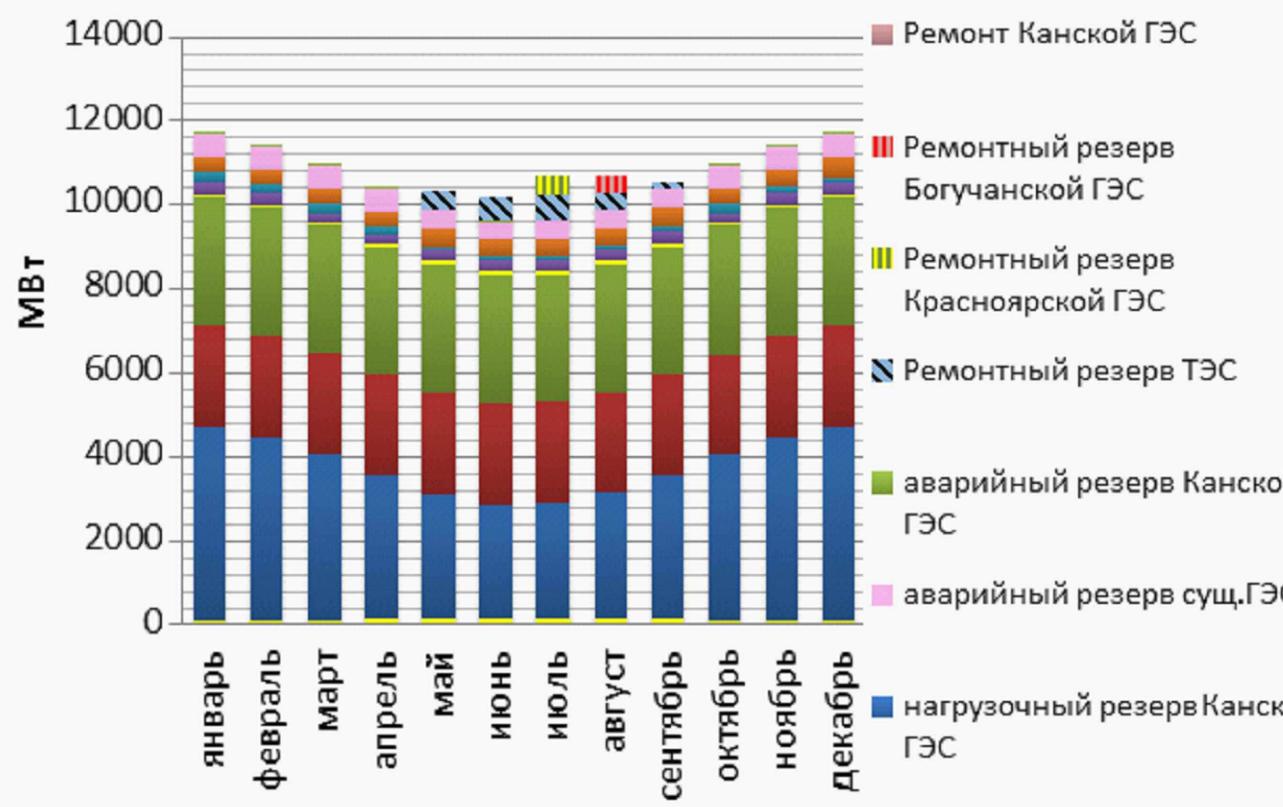
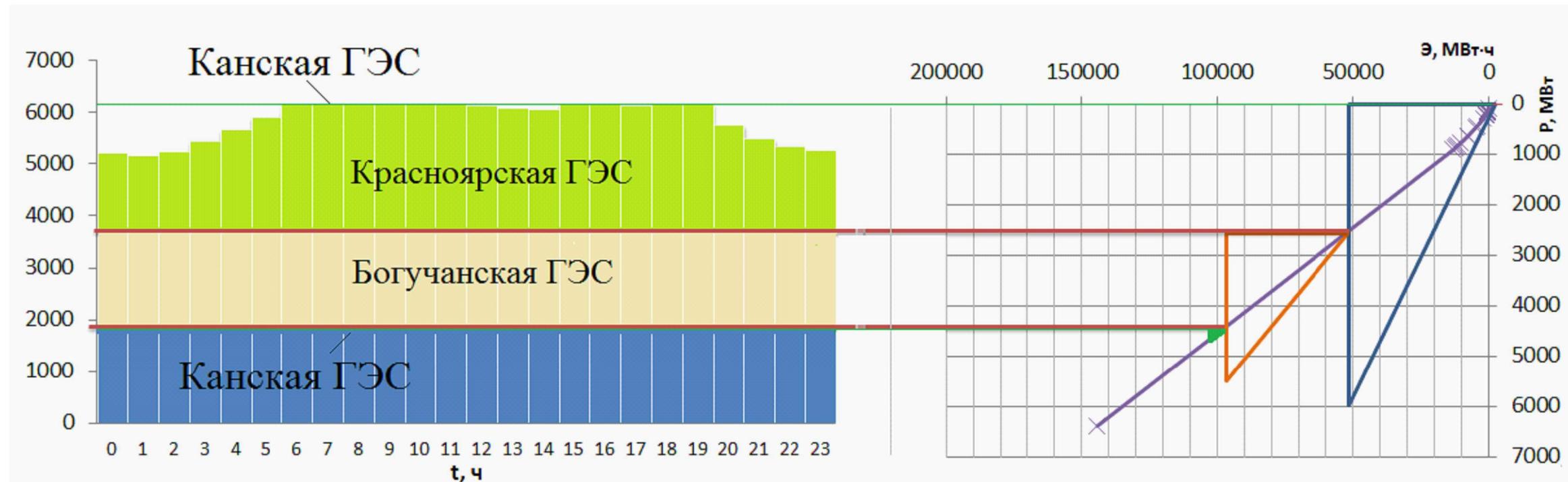


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика

Выбор установленной мощности для  
Канской ГЭС на реке Кан  
Суточный график нагрузки для мая  
(максимальная рабочая мощность)

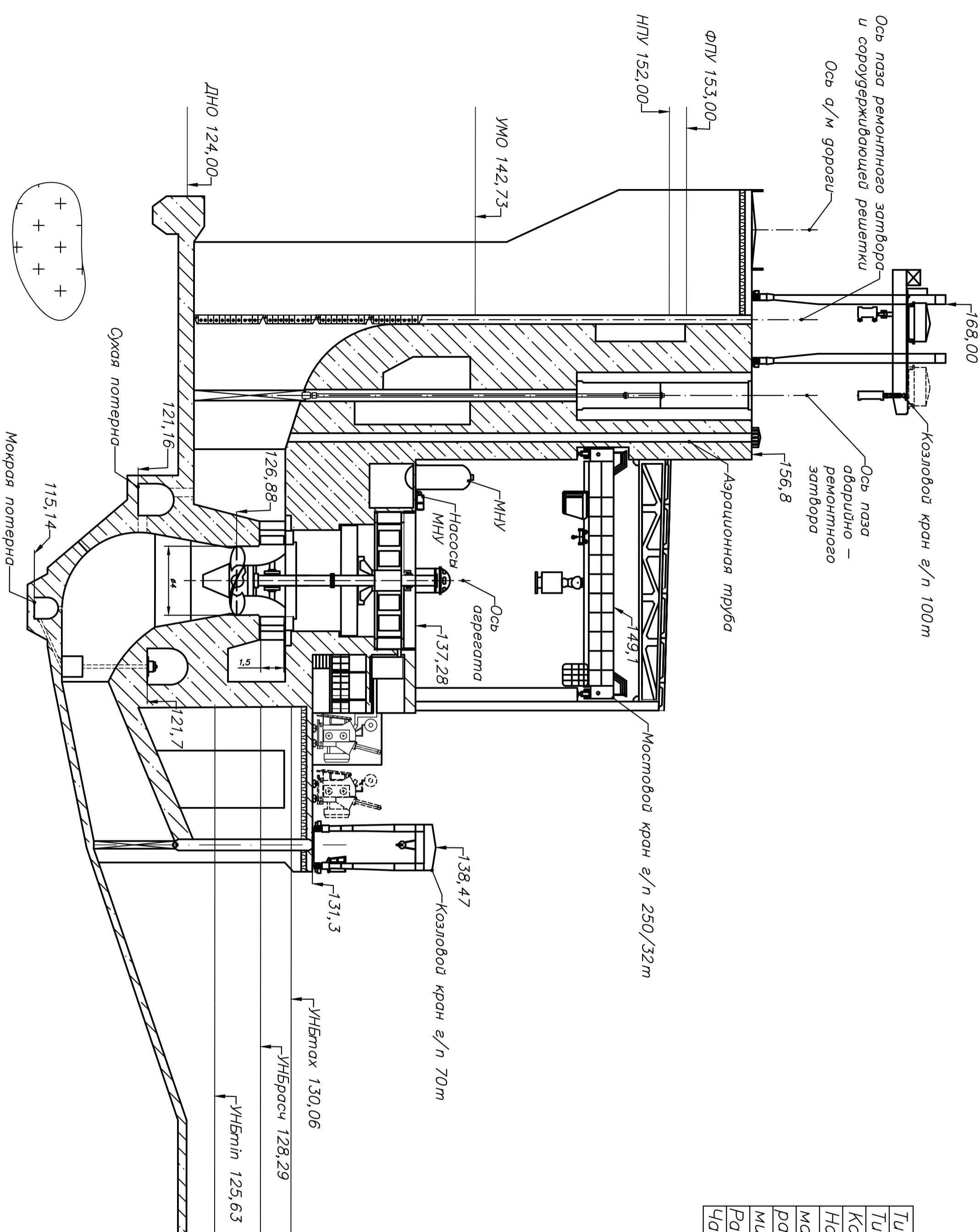
$$N_{уст} = 86,4 \text{ МВт}$$

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{мн}} = 372,4 \text{ млн КВт}\cdot\text{ч}$$



# Лонгопечибуй разрез Канской реки

<i>Тип турбины</i>	ПД 306 – В
<i>Тип генератора</i>	СВ – 750/75 – 40
<i>Количество агрегатов</i>	4
<i>Напор:</i>	
<i>максимальный</i>	26.37
<i>расчетный</i>	19.42
<i>минимальный</i>	15.1
<i>Расчетная высота отсасывания</i>	-1.41 м
<i>Частота вращения</i>	150 об/мин



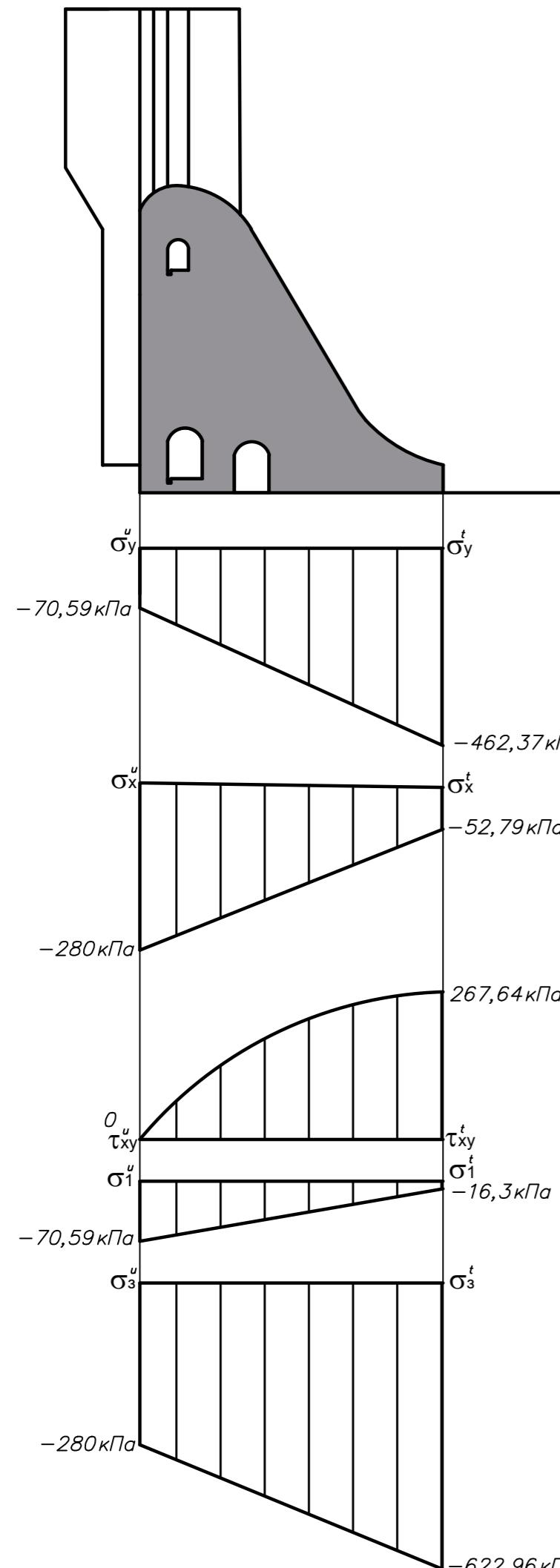
*Примечание: Все размеры и отмечки указаны в метрах*

$$BP = 1.3 \cdot 0.3 \cdot 0.2 = 14000042 = \lceil BP \rceil$$

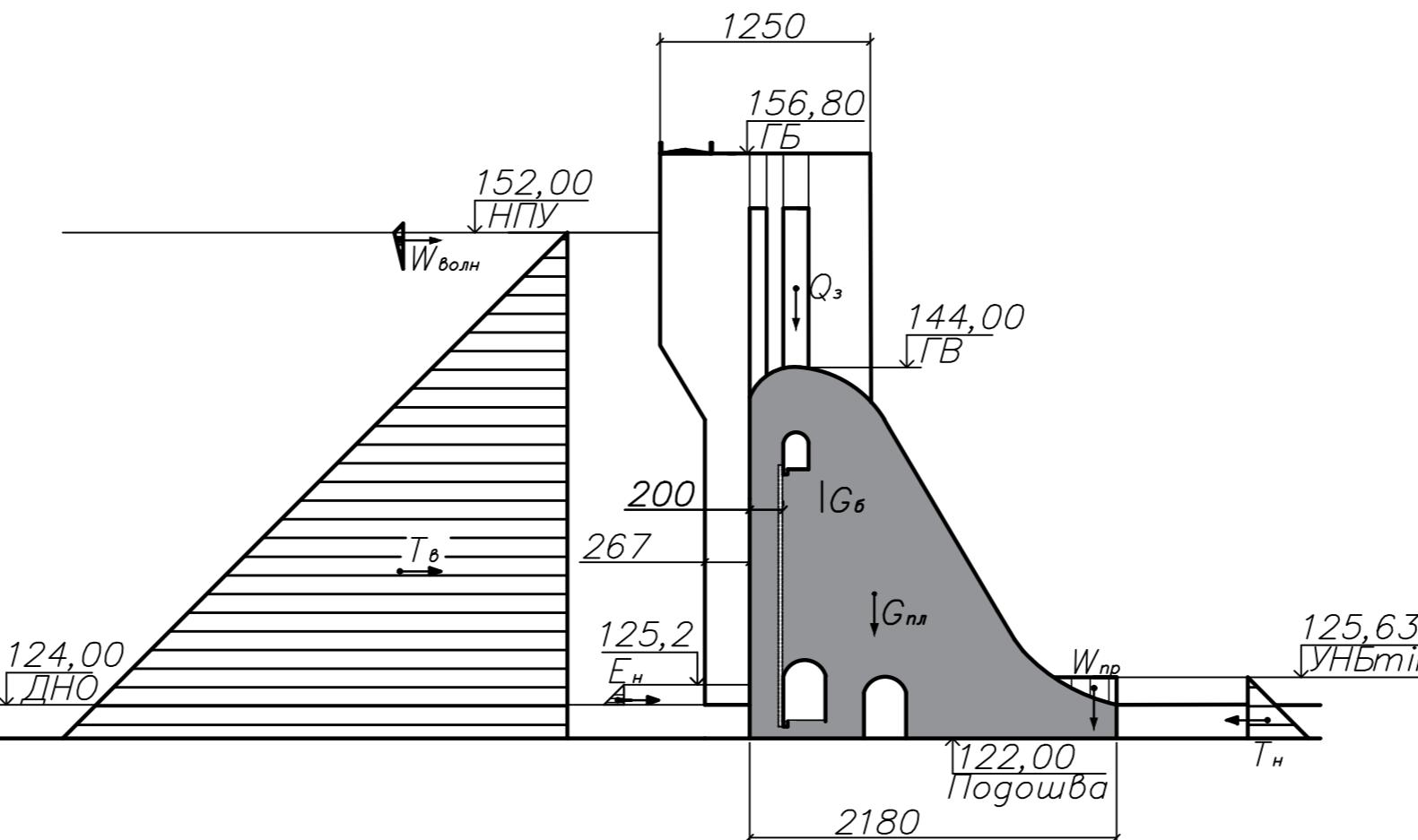
<i>Инв. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инв. №</i>	<i>Инв. № дубл.</i>	<i>Подп. и дата</i>

<i>Справ. №</i>	<i>Перв. примен.</i>

Напряжения в сечении  
на отметке 122,00

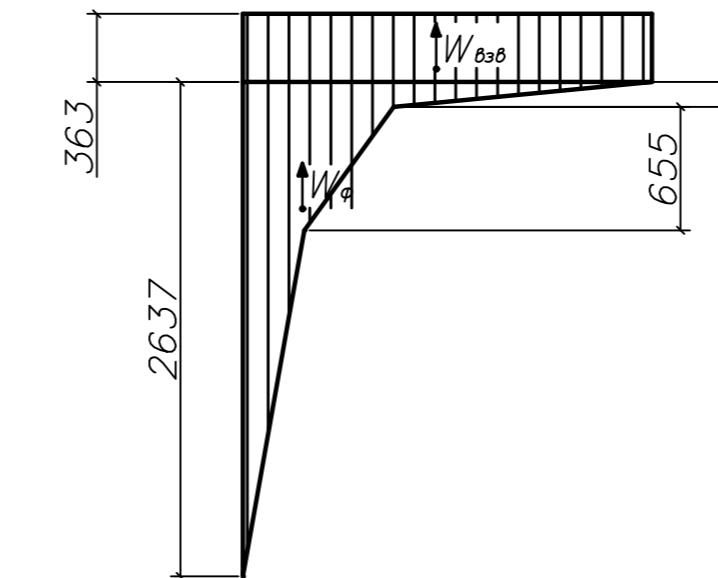


Нагрузки на водосливную  
плотину



Значения сил

Обозначение	Сила, кН
$T_b$	4500
$T_h$	65,88
$G_{n\lambda}$	4544,25
$G_b$	2514,46
$Q_3$	36,51
$W_{\text{волн}}$	776,3
$W_{\text{волн}}$	25,62
$W_\varphi$	854,94
$W_{np}$	354,3
$E_h$	4,24



БР-13.03.02-1400042-ГР2			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп. дата
Разраб.	Иванов		
Проб.	Лыбина		
Руковод.			
Проб.			
Н. контр.			
Утв.			

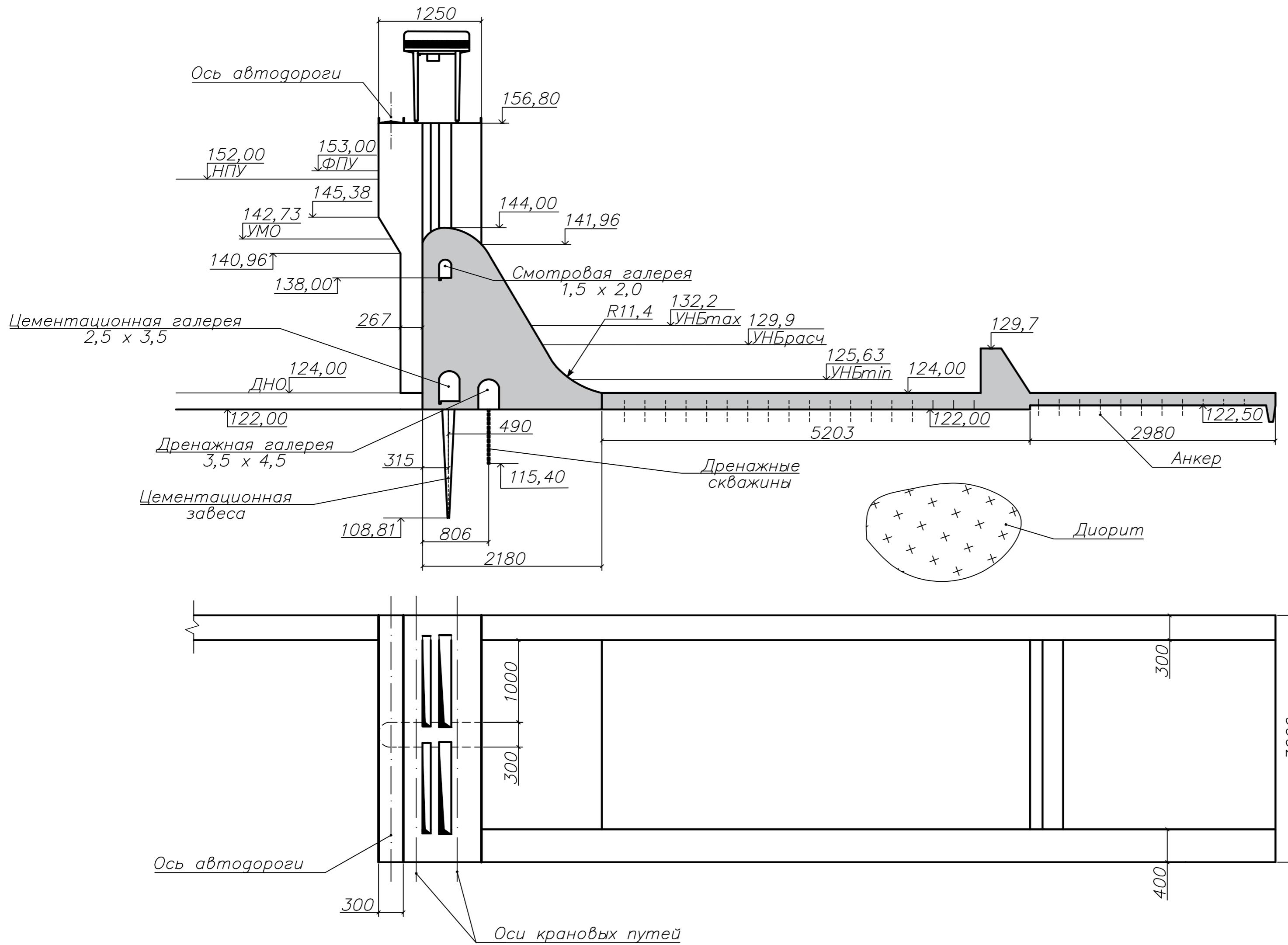
Проектирование  
Канской ГЭС на реке  
Кан

Сбор нагрузок  
Напряжения

Лит. Масса Масштаб  
1: 400  
Лист 2 | Листов 3

СШФ СФУ кафедра ГТС  
2018 г

*А-А Поперечный разрез по  
водосливной плотине  
(М 1: 400)*



БР-13.03.02-1400042-ГР3			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп. Дата
Разраб.		Иванов	
Проб.		Лыбина	
Руковод.			
Проб.			
Н.контр.			
Утв.			

Проектирование Канской ГЭС на реке Кан

Поперечный разрез по водосливной плотине

Лит. Масса Масштаб

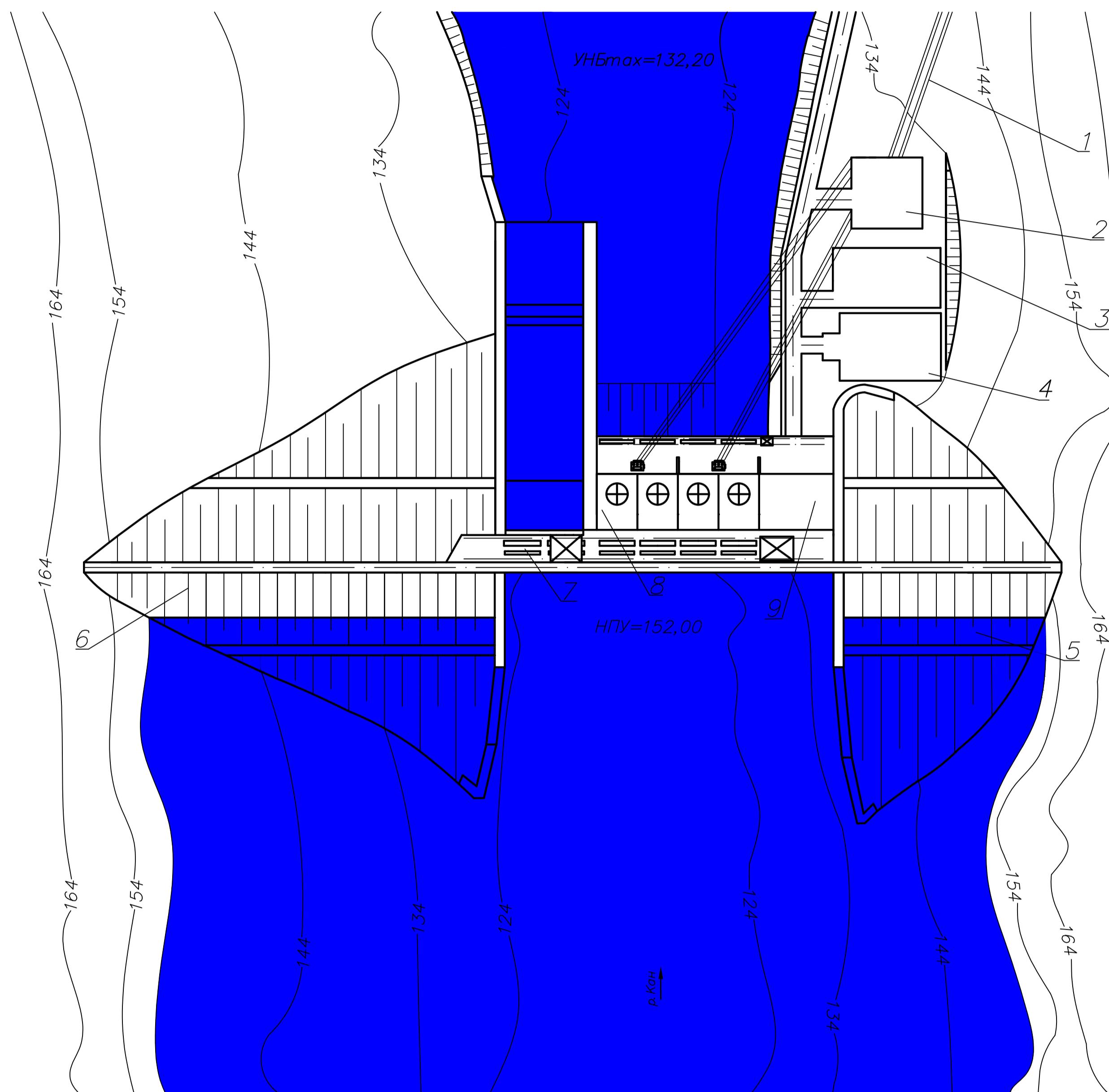
1: 400

Лист 1 Листов 3

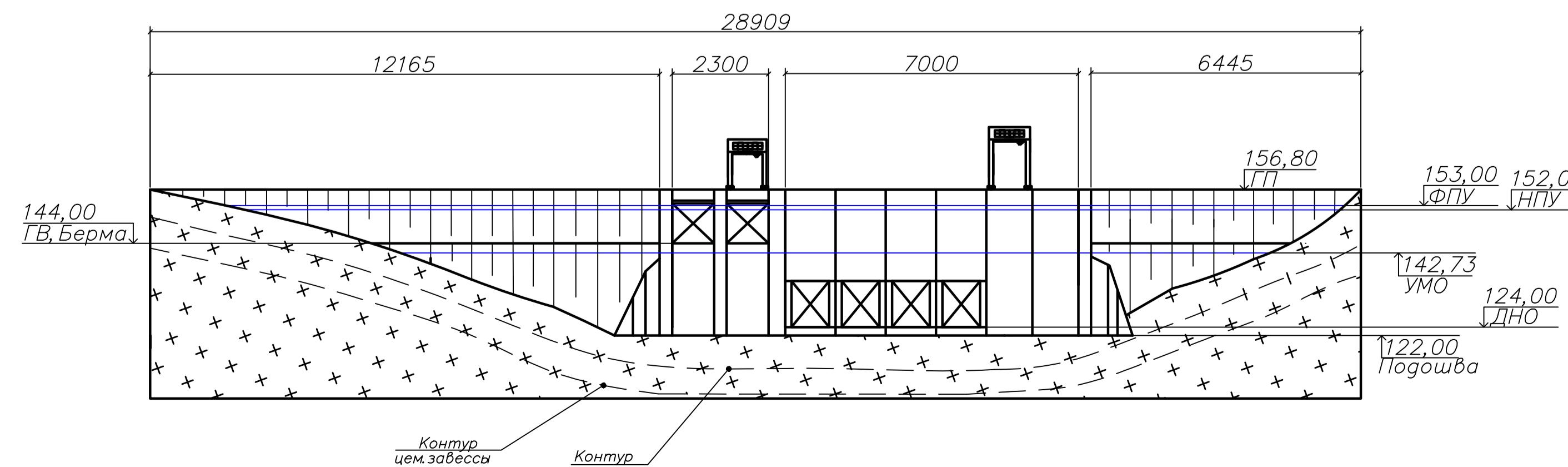
СШФ СФУ кафедра ГТС 2018 г

Генеральный план Канской ГЭС  
(M 1:1000)

Экспликация зданий и сооружений



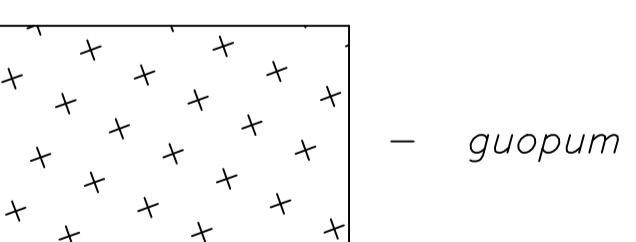
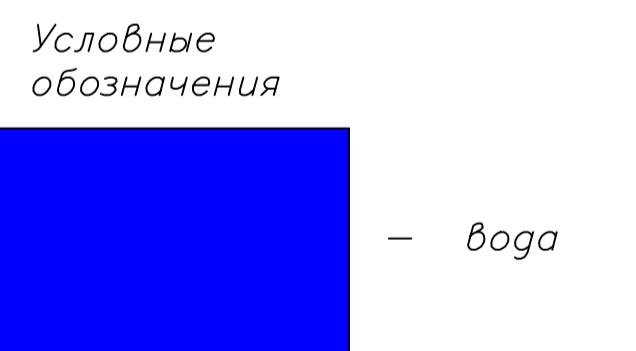
Вид с верхнего бьефа  
(M 1:1000)



№ п/п	Обозначение
1	Отходящие ВЛ 110 кВ
2	ОРУ 110кВ
3	Автостоянка
4	Административное здание
5	Правобережная грунтовая плотина
6	Левобережная грунтовая плотина
7	Водосливная бетонная плотина
8	Здание ГЭС
9	Монтажная площадка

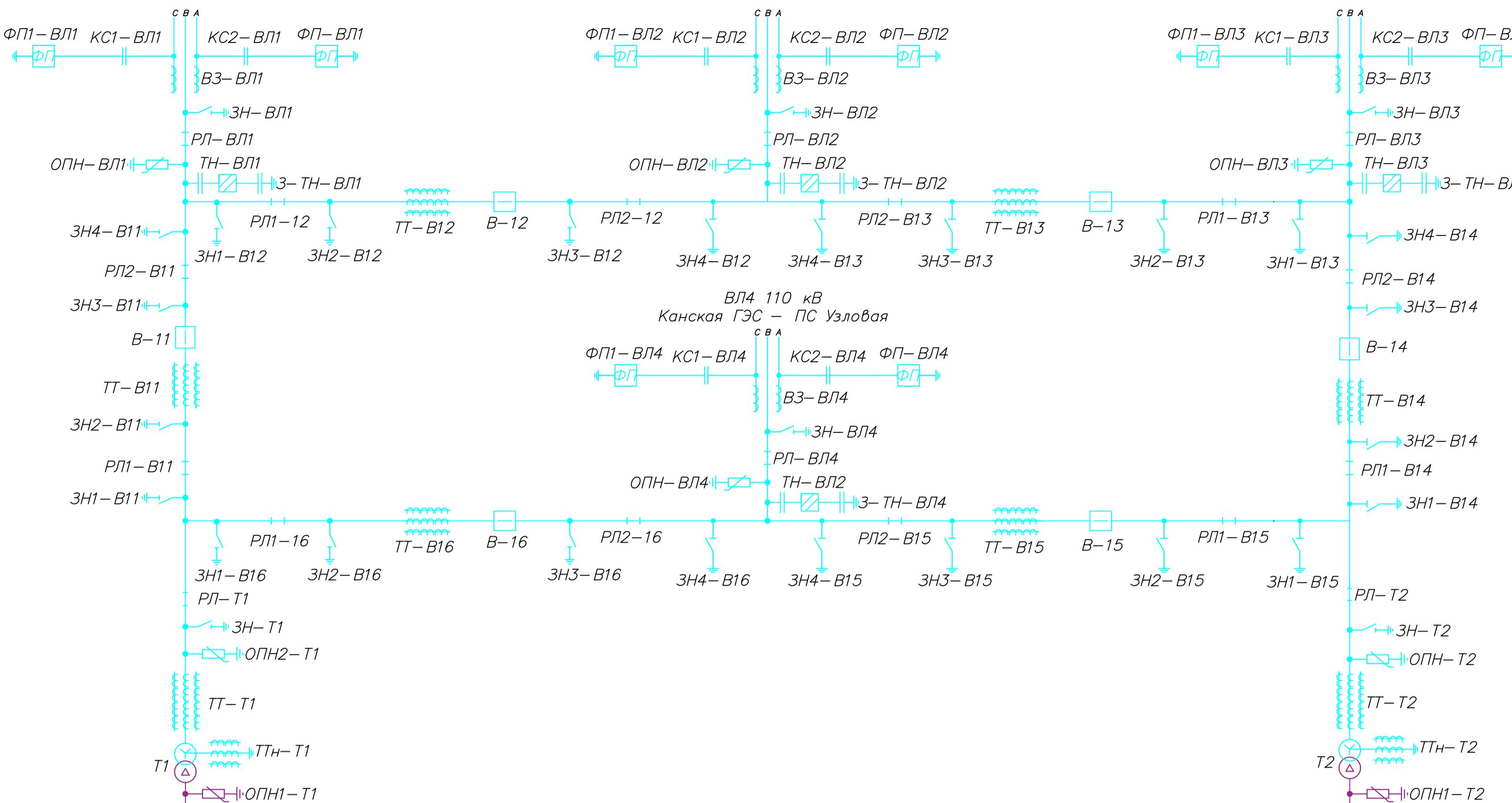
Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	BKP-13.03.02-1400042-ГП	Генплан. Вид с верхнего бьефа. Экспликация сооружений.	
		Ведомость состава проекта	
2	BKP-13.03.02-1400042-ГР1	Поперечный разрез здания ГЭС	
	BKP-13.03.02-1400042-ГР2	Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину	
3	BKP-13.03.02-1400042-ГР3	Поперечный разрез по водосливной плотине	
4	BKP-13.03.02-1400042-ЭС1	Главная схема электрических соединений	
5	BKP-13.03.02-1400042-ЭС2	Выбор защит основного оборудования	
6	BKP-13.03.02-1400042-П3	Пояснительная записка	



Изм/лист	№ докум.	Подп/дата	Проектирование	Лит.	Масса	Масштаб
			Канской ГЭС на реке Кан			1:1000
Разраб.	Иванов					
Проб.	Лыбина					
Руковод.						
Пров.						
Н.контр.						
Утв.						
			Генеральный план Канской ГЭС	Лист 3	Листов 3	
				СШФ СФУ кафедра ГТС		
				2018 г		

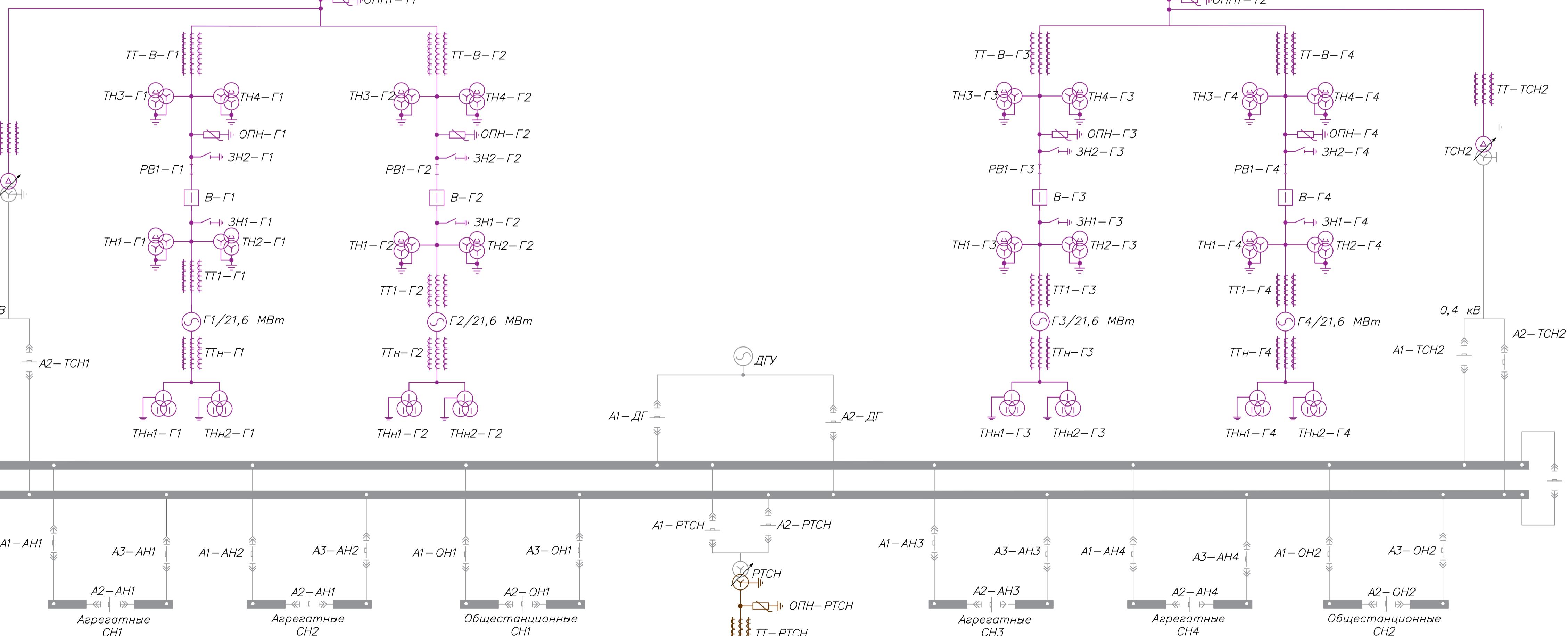
Диспетчерское наименование	ВЛ1 110 кВ Канская ГЭС – ПС Узловая	ВЛ2 110 кВ Канская ГЭС – ПС Узловая	ВЛ3 110 кВ Канская ГЭС – ПС Узловая
Конструкция линии	AC120/19	AC120/19	AC120/19



ОРУ 110  
Конденсатор связи 110 кВ; 6400 нФ  
Фильтр присоединения 77–1000 кГц  
ВЧ заградитель 110 кВ  
Трансформатор напряжения 110 кВ

Заземлитель 110 кВ; 40 кА  
Разъединитель 110 кВ; 1000 А; 31,5 кА  
Заземлитель 110 кВ; 40 кА  
Выключатель элегазовый 110 кВ; 2500 А; 40 кА  
Трансформатор тока 110 кВ; 40 кА;  
Разъединитель 110 кВ; 1000 А; 31,5 кА  
Заземлитель 110 кВ; 40 кА  
Разъединитель 110 кВ; 1000 А; 31,5 кА

Разъединитель 110 кВ; 1000 А; 31,5 кА  
Заземлитель 110 кВ; 40 кА  
ОПН 110 кВ  
Трансформатор напряжения  
ТД-63000/110УХЛ1

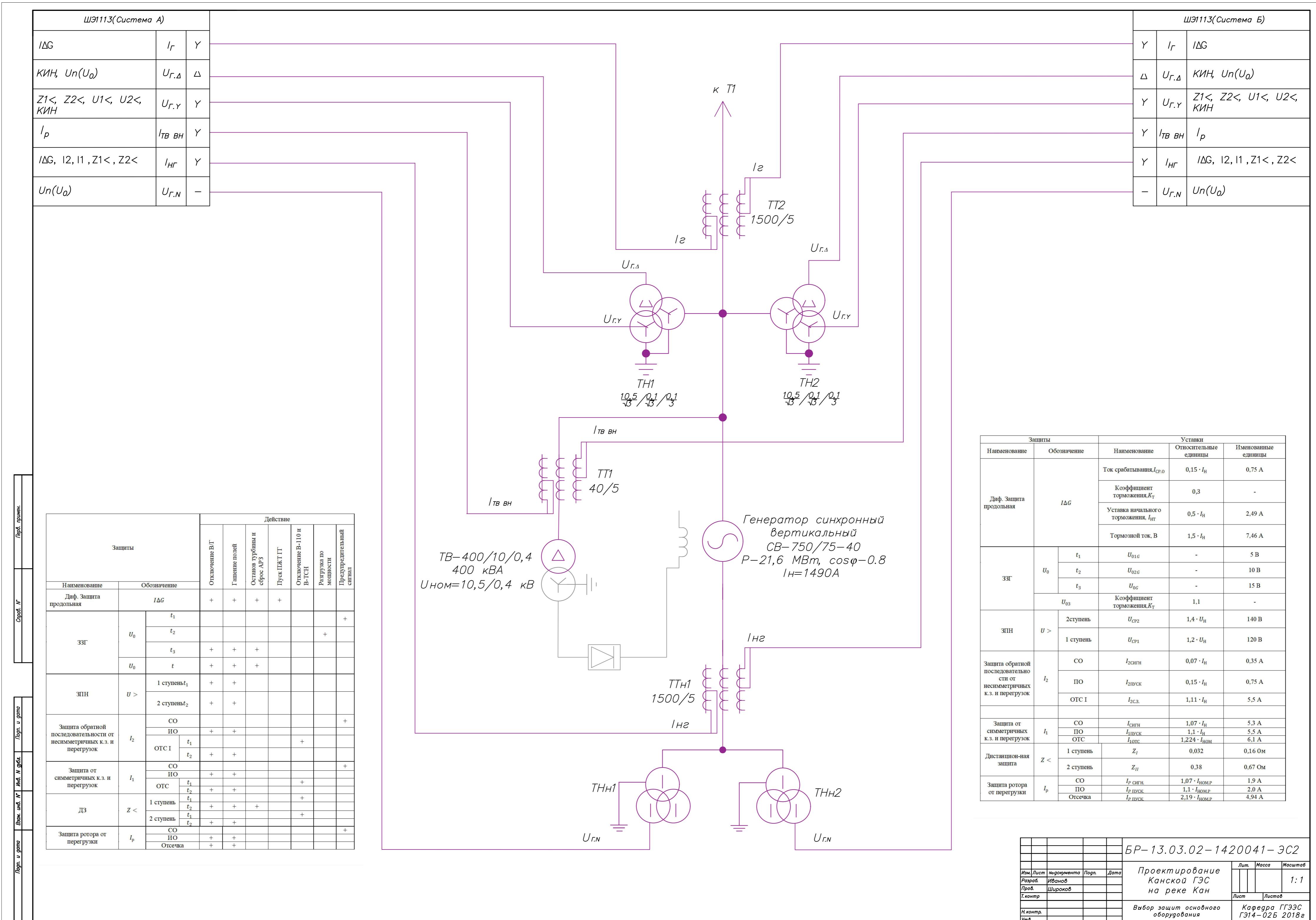


Трансформатор сухой трехфазный  
ТС-1250/10/0,4  
Трансформатор тока 10,5 кВ; 31,5 кА;  
Трансформатор напряжения 10,5 кВ  
ОПН 10,5 кВ  
Заземлитель 10,5 кВ; 40 кА  
Разъединитель 10 кВ; 2000 А; 31,5 кА  
Выключатель вакуумный 10 кВ; 4000 А; 63 кА  
Заземлитель 10,5 кВ; 40 кА  
Трансформатор напряжения 10,5 кВ  
Трансформатор тока 10,5 кВ; 31,5 кА;  
Гидрогенератор СВ750/75-40  
Трансформатор тока 10,5 кВ; 31,5 кА;

Изм.	Лист	Недокумента	Подп.	Дата
Разраб.	Иванов			09.06
Проб.	Широков			
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

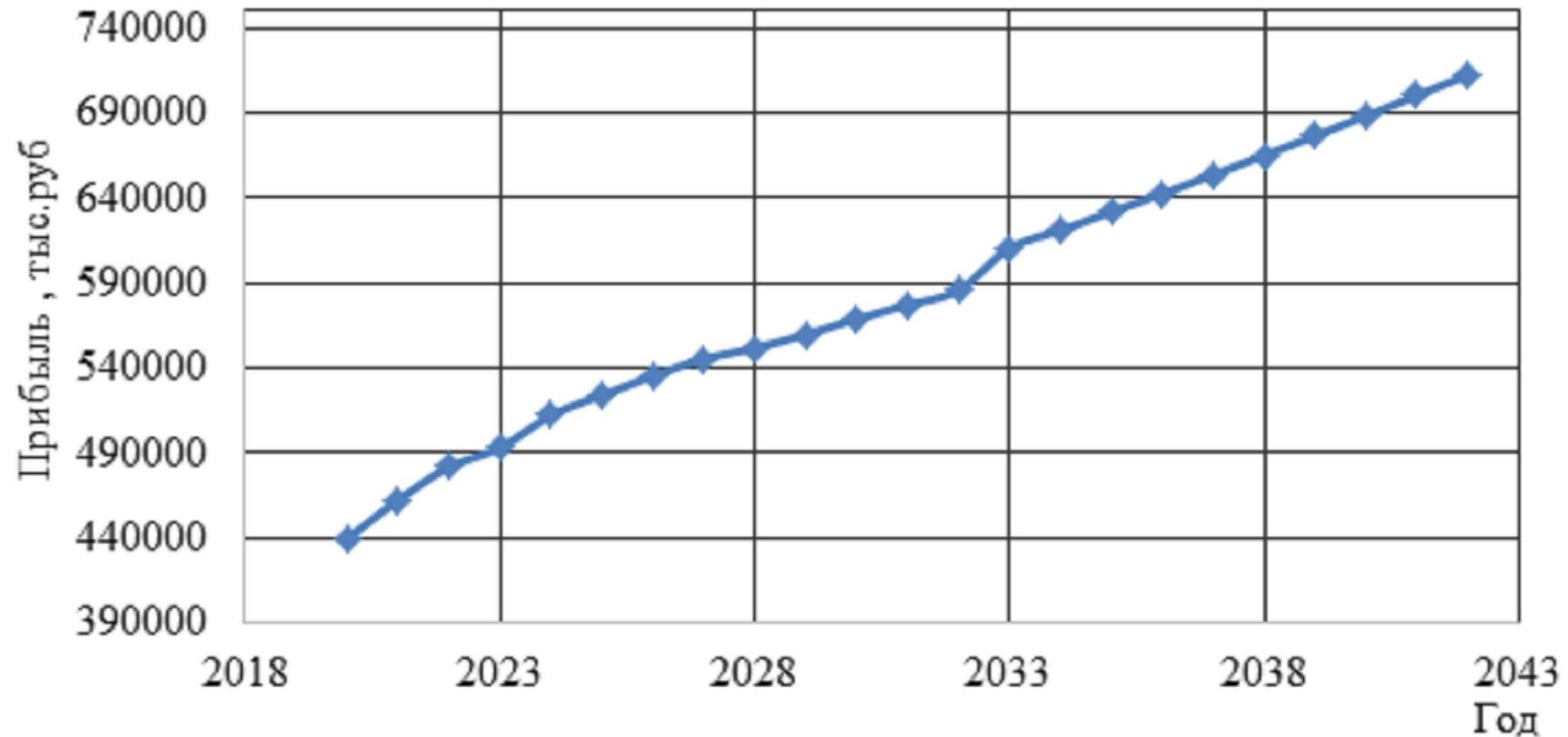
Проектирование Канской ГЭС на реке Кан  
Лит. Масса  
Листов  
Лист  
Листов

Главная схема электрических соединений  
Кафедра ГГЭС  
ГЭ14-02Б 2018г



# Технико-экономические показатели проекта Канской ГЭС

## Годовая прибыль



### Показатели эффективности реализации проекта

Год начала реализации	2021
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	75
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	2550,3
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,84
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб/Квт	24421,3

### Текущие затраты по гидроузлу, %



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  
«13 » 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАН. ОПЕРАТИВНЫЕ  
БЛОКИРОВКИ БЕЗОПАСНОСТИ. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП  
ДЕЙСТВИЯ. СОВРЕМЕННЫЕ СХЕМЫ БЛОКИРОВОК**

Руководитель

  
подпись, дата

Инженер СТСУ  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС»  
имени П.С. Непорожнего  
должность, ученая степень

А.В. Широков  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

В.Н. Иванов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018